
Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia”

(Publicación)

Febrero 2026

Resumen Ejecutivo

El 15 de enero de 2025, el COES remitió a Osinergrmin, mediante carta COES/D-031-2025, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD y modificatorias, sustentando que es necesario modificar la metodología de cumplimiento de RPF, modificar el cálculo del monto CargoINC, establecer el cargo por Periodo Horario, para reflejar las variaciones de los Costos Marginales y desincentivar el incumplimiento estratégico de los generadores, mejorar la delegación del servicio de RPF, entre otros.

De conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 874-2025-GRT y N° 923-2025-GRT del 08 y 21 de abril de 2025, respectivamente, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21 otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-588-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergrmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21.

En seguimiento de la Guía, mediante Resolución N° 104-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-21; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinergrmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Huara Power Group S.A., Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Red de Energía Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Electroperú S.A., así como el COES remitieron a Osinergrmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-21.

Asimismo, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1978-2025-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas

mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión.

El COES con Carta COES/D-1123- 2025 del 23 de octubre de 2025 remitió su opinión a los comentarios de los agentes remitidos al proyecto de modificación del PR-21. Posteriormente, mediante Oficio N° 2436-2025-GRT del 23 de diciembre, se remitió observaciones a la opinión del COES sobre los comentarios recibidos al proyecto modificación del PR-21.

El COES, con Carta COES/D-055-2026 del 22 de enero de 2026 remitió la absolución a dichas observaciones e incluyó la propuesta de modificación del PR-21 en cumplimiento de lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM/DGE.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-21; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-21 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

Índice

1. Antecedentes.....	6
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-21.....	9
2.1 Identificación del Problema.....	9
2.1.1 Sobre la evaluación del servicio de RPF cuando se realiza el servicio de RSF	9
2.1.2 Sobre el Cargo por Incumplimiento (CargoINC).....	11
2.1.3 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento	19
2.1.4 Sobre la Delegación del servicio de RPF.....	21
2.1.5 Sobre los Equipos para RPF.....	23
2.1.6 Sobre la información de los registros de frecuencia y potencia de los titulares de centrales de generación sin operación comercial	24
2.1.7 Nomenclatura del Tiempo de Aporte.....	25
2.1.8 Sobre la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF”	25
2.2 Identificación del Problema.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1 Sobre la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF”	27
2.2.2 Sobre el Cargo por Incumplimiento.....	29
2.2.3 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento	38
2.2.4 Sobre la Delegación del Servicio de RPF.....	40
2.2.5 Sobre los Equipos para RPF.....	43
2.2.6 Sobre la información de registros de potencia y frecuencia de los titulares de centrales de generación sin operación comercial.....	45
2.2.7 Nomenclatura del Tiempo de Aporte.....	46
2.2.8 Sobre la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF”	47
2.3 Análisis de la Alternativa de solución seleccionadas.....	47
2.3.1 Sobre la evaluación del servicio de RPF cuando la central realiza el servicio de RSF	47
2.3.2 Sobre el Cargo por Incumplimiento.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3 Sobre el Sistema de Evaluación de Cumplimiento.....	49
2.3.4 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento	50
2.3.5 Sobre la Delegación del Servicio de RPF.....	52
2.3.6 Sobre los Equipos para la RPF.....	53
2.3.7 Sobre la información de registros de potencia y frecuencia de los titulares de centrales de generación sin Operación Comercial.....	54
2.3.8 Sobre la Nomenclatura del Tiempo de aporte.....	55

2.3.9 Sobre la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF” 55

2.4 Propuesta de modificación del PR-21..... 55

3. Conclusiones56

Anexo 157

Anexo 2171

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **q1Pk1IOkju**
No aplica a notificaciones electrónicas.

1. Antecedentes

Mediante la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", se dispuso en el literal b) de su artículo 13 que una de las funciones de interés público a cargo del COES, es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergrmin, asimismo, los literales a), b) y c) del artículo 14 de la misma Ley, se dispone como funciones operativas del COES el desarrollo del programa de operación de corto, mediano y largo plazo, programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión, y coordinar la operación en tiempo real del SEIN.

Mediante el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema ("Reglamento COES"), cuyo artículo 5.1 detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergrmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

En ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. La Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

En el marco de la Guía, mediante la Resolución N° 128-2020-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21), cuyo objetivo es establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

El COES mediante carta COES/D-031-2025 del 15 de enero de 2025 presentó una modificación del PR-21, sustentando que es necesario modificar la metodología de cumplimiento de RPF, modificar el cálculo del monto CargoINC, establecer el cargo por Periodo Horario, para reflejar las variaciones de los Costos Marginales y desincentivar el

incumplimiento estratégico de los generadores, mejorar la delegación del servicio de RPF, entre otros.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 874-2025-GRT y N° 923-2025-GRT del 08 y 21 de abril de 2025, respectivamente, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21 otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-588-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergrmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21.

En concordancia con las etapas de la Guía, mediante Resolución N° 104-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-21; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinergrmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Huara Power Group S.A., Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Red de Energía Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Electroperú S.A., y del COES remitieron a Osinergrmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-21.

Asimismo, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1978-2025-GRT, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y/o sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión.

El COES con Carta COES/D-1123- 2025 del 23 de octubre de 2025 remitió la opinión a los comentarios de los agentes al proyecto de modificación del PR-21, y la modificación del proyecto del PR-21.

El Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM/DGE del 24 de octubre de 2025 modificó el numeral 6.2.2 de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados indicando que la Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación con potencia mayor a 10MW, asimismo en su Primera Disposición Complementaria Final señala que el COES remitirá la modificación de los procedimientos necesarios.

Posteriormente, mediante Oficio N° 2436-2025-GRT del 23 de diciembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES observaciones a la opinión a los comentarios de los agentes, a fin de complementar el análisis.

El COES, con Carta COES/D-055-2026 del 22 de enero de 2026 remitió la absolución a dichas observaciones e incluyó la propuesta de modificación del PR-21 y la modificación del Procedimiento Técnico N° 20 "Ingreso, Retiro y Modificación de Instalaciones en el SEIN" en cumplimiento de lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria Final

de la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM/DGE, la cual se someterá a las etapas indicadas en la Guía.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-21; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-21 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-21

2.1 Identificación del Problema

En base a las experiencias adquiridas en la aplicación del actual PR-21, se han identificado principalmente las siguientes deficiencias:

2.1.1 Sobre la evaluación del servicio de RPF cuando se realiza el servicio de RSF

Para las evaluaciones de aquellos Grupos y/o Centrales que, además de brindar el servicio de RPF, prestan simultáneamente el servicio de RSF, el procedimiento vigente establece que los parámetros del regulador deben estimarse considerando el nivel de potencia generada durante un período evaluado en el que el Basepoint¹ se mantiene constante.

No obstante, dado que la exigencia de reserva está directamente vinculada al Basepoint, es decir, corresponde al porcentaje de Reserva Asignada (RA) multiplicado por el Basepoint ($\%RA \times \text{Basepoint}$) y, considerando que este valor puede diferir del nivel de potencia real generado por la máquina, el procedimiento actual podría imponer exigencias de reserva que no se alineen con la potencia generada. Además, al utilizar parámetros estimados basados en un nivel de potencia distinto, se introducen potenciales inconsistencias en el análisis y en la evaluación de cumplimiento.

En el caso de centrales con RSF a bajar, cuando el Basepoint está en un nivel de potencia superior al generado, se les exige un valor de reserva asignada mayor al que realmente corresponde, como se muestra en la Figura 1. Además, al estimar los parámetros considerando un nivel de potencia inferior al Basepoint, los resultados pueden verse distorsionados, afectando la medición del cumplimiento y llevando a que las centrales sean evaluadas como incumplidoras, tal como se ilustra en la Figura 2.

¹ **Basepoint:** Potencia de referencia de generación del AGC para la unidad de generación

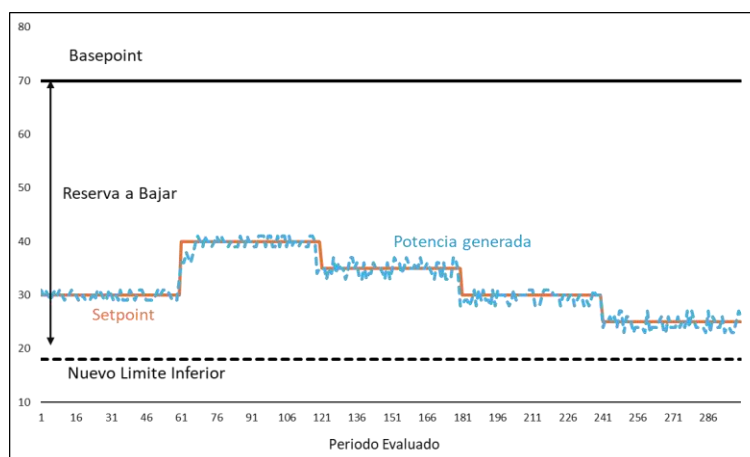


Figura 1. Comportamiento de una unidad cuando brinda RSF a Bajar

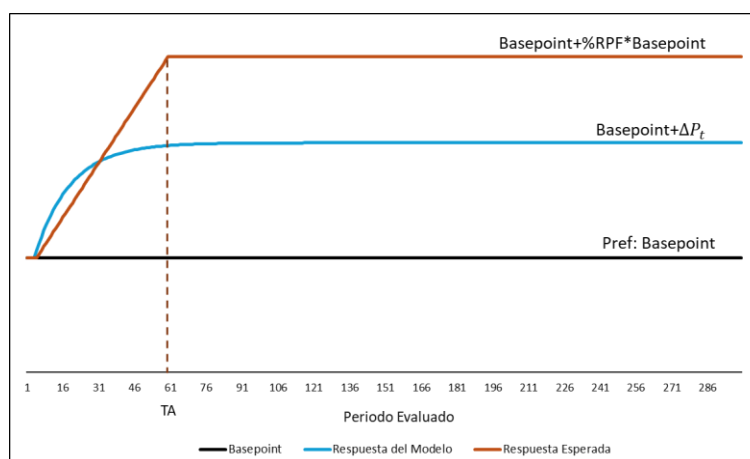


Figura 2. Evaluación de RPF de un Grupo o Central cuando brinda RSF de manera simultánea

Por otro lado, en centrales con RSF a subir, donde el Basepoint se encuentra por debajo del nivel de potencia generado, se les estaría exigiendo un valor de reserva asignada menor al requerido, como se observa en la Figura 3. Este enfoque conlleva el riesgo de que, al evaluarse con una menor exigencia de reserva asignada, el Grupo y/o Central no entregue la reserva realmente necesaria y, a pesar de ello, sea considerado como cumplidor del servicio de RPF, tal como se muestra en la Figura 4.

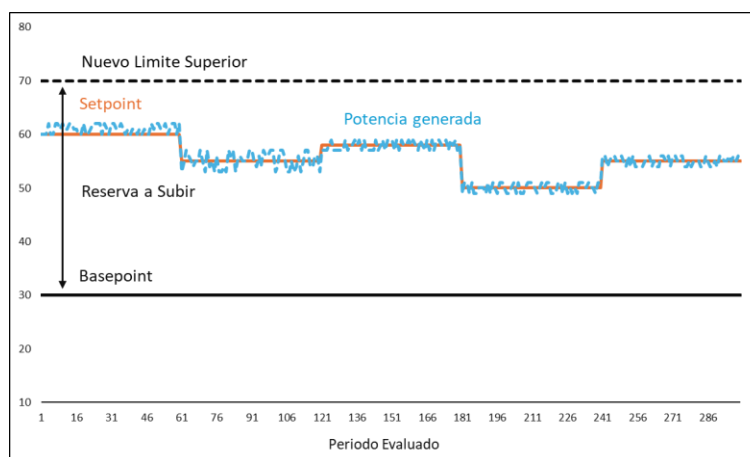


Figura 3. Comportamiento de una unidad cuando brinda RSF a Subir

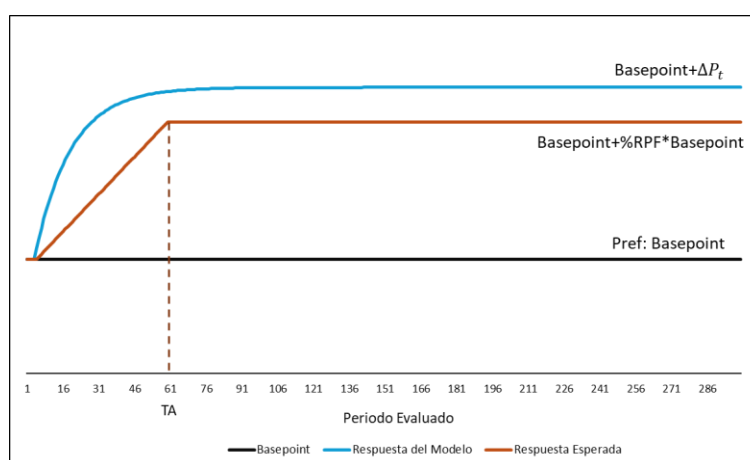


Figura 4. Evaluación de RPF de un Grupo o Central cuando brinda RSF de manera simultánea

Este análisis subraya la importancia de revisar y ajustar los criterios de evaluación para garantizar que las exigencias y los parámetros estimados representen adecuadamente a los Grupos y/o Centrales que prestan simultáneamente el servicio de RPF y RSF.

2.1.2 Sobre el Cargo por Incumplimiento (CargoINC)

Determinación del Incumplimiento del servicio de RPF

La metodología actual utilizada para la determinación del CargoINC de cada Grupo² evaluado depende de su incumplimiento diario determinado como el promedio de los incumplimientos en los Periodos Horarios evaluados en el día. Este promedio diario no representa de manera apropiada el incumplimiento de la unidad de generación a lo largo del día, pues, posiblemente esté ocultando un inadecuado desempeño específico en ciertos periodos del día. Como ejemplo se

² Grupo: Unidad de generación de cualquier tipo de tecnología con obligación de brindar el servicio de RPF.

muestra la variación del incumplimiento de un Grupo generador "Gx" por periodo horario y día, en la Figura 5.

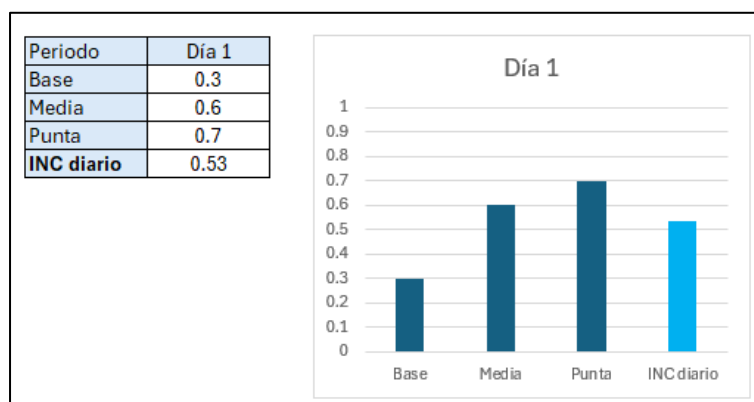


Figura 5. Representación del incumplimiento por Periodo Horario y diario

Para mayor análisis, el COES revisó la información histórica del año 2023 referidas a las Evaluaciones mensuales de los servicios complementarios correspondientes a la Regulación Primaria de Frecuencia³, encontrándose que el comportamiento de incumplimientos no sólo varía en los diferentes Periodos Horarios, sino también en los periodos de avenida y estiaje, evidenciándose una alta variabilidad del incumplimiento del servicio de RPF a lo largo del año.

En ese sentido, tal como se muestra en la Figura 6, existe un notorio incremento de los incumplimientos del servicio de RPF en estiaje sobre la avenida.

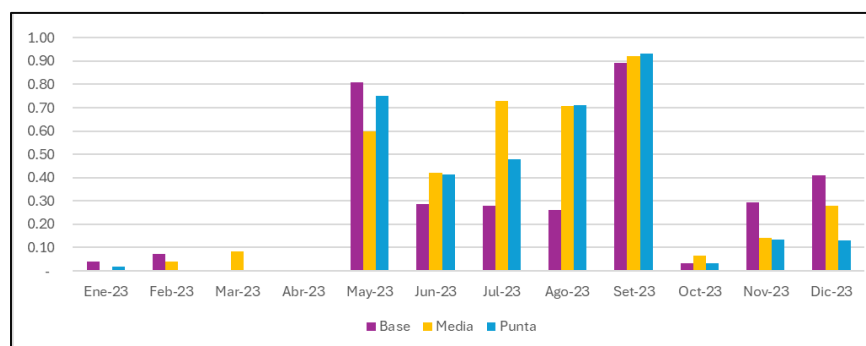


Figura 6. Incumplimiento de un Grupo generador del SEIN durante el año 2023

Aporte de reserva para RPF de las Unidades de Generación en Operación en Tiempo Real

El cargo por incumplimiento vigente no contempla la marcada variabilidad del incumplimiento a lo largo de diferentes Periodos Horarios. Esta falta de ajuste permitiría que ciertos generadores se beneficien al restringir deliberadamente el aporte de reserva de sus unidades, motivados por la oportunidad de maximizar la

³ <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/ReservaRotanteRPF#>

entrega de energía al mercado spot. Al no distinguirse esta variabilidad, los cargos actuales tienden a enmascarar la entrega inadecuada de reserva favoreciendo indebidamente a algunos generadores.

Esta deficiencia se pone en manifiesto al revisar la metodología actual para la determinación del CargoINC. Por ejemplo, si consideramos las mismas variables (INC, %RA, GenM y COR) tanto en periodos de avenida como en estiaje, se observa que, cuando los costos marginales son altos, se estarían generando incentivos para no cumplir con la entrega del servicio de RPF, puesto que, al ser el mismo cargo en ambos periodos, a los generadores les resultaría un beneficio económico el asumir el cargo por incumplimiento en vez de cumplir de la obligación de reserva:

$$\text{CargoINC}_{g,n} = \sum_{j=1}^D (\text{INC}_{g,j} \times \%RA \times \text{GenM}_{g,j} \times \text{COR})$$

Esta igualdad en los cargos podría llevar a un deterioro del cumplimiento durante los periodos de altos costos marginales, afectando negativamente el cumplimiento del servicio de RPF.

Por otro lado, como se puede apreciar en la Figura 7, se ha realizado una evaluación del incumplimiento del servicio prestado de RPF incorporando la variable de CMgCP, resultando que, cuando el CMgCP del SEIN experimenta valores elevados, se presentaría un aumento de incumplimiento del servicio de RPF por parte de algunos generadores. Esto sugiere que, el alto costo marginal asociado podría estar generando un impacto directo en el lucro cesante asociado con la provisión del servicio de RPF.

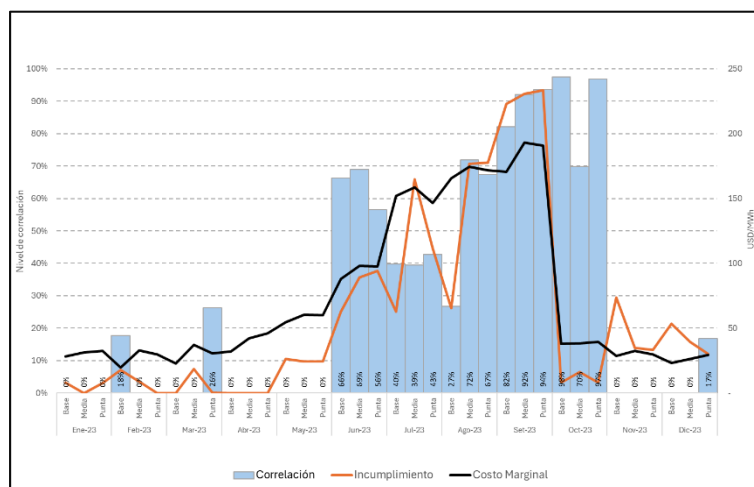


Figura 7. Correlación entre el Incumplimiento de RPF de un Grupo generador "Gx" vs Costo Marginal

Ahora bien, es importante mencionar que, la programación y reprogramación de la operación de las unidades de generación consideran el margen de reserva para la RPF, garantizando que, en cualquier etapa estas unidades dispongan del margen

necesario para cubrir la reserva asignada. No obstante, en la operación en tiempo real los generadores podrían haber optado por ajustar la potencia de referencia de sus unidades con el fin de maximizar su margen omitiendo la reserva para RPF, producto de ello resultan con incumplimiento en la evaluación de la prestación del servicio de RPF.

Otro análisis de este periodo muestra una relación inversa entre el cumplimiento del servicio de RPF y el valor del CMgCP. En la Figura 8 se ilustra el comportamiento de un Grupo en específico del SEIN donde se observa que en el mes de setiembre 2023, cuando se presenta el mayor valor del CMgCP, la prestación de su servicio alcanza su mínimo valor de cumplimiento (alrededor del 10 %).

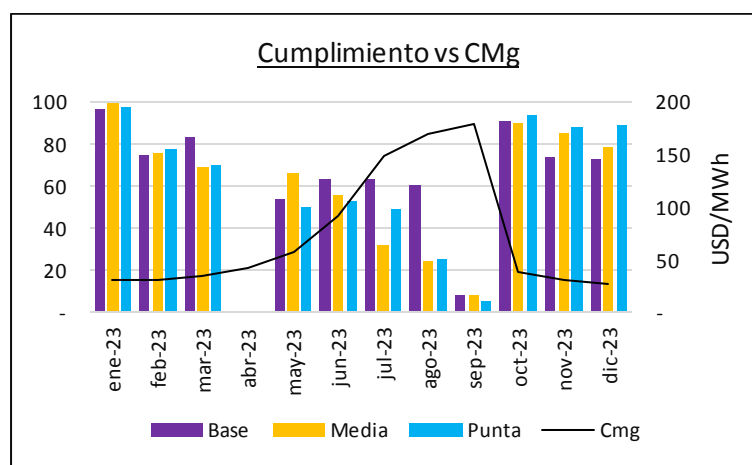


Figura 8. Cumplimiento del servicio de RPF de un Grupo generador "Gx" vs Costo Marginal de Corto Plazo de Energía (CMgCP⁴)

Análisis matemático

A través de este análisis se pretende determinar los factores claves que llevan a los generadores a adoptar el comportamiento identificado en el numeral 4.2.2. Para que un generador "i" decida aportar el servicio de RPF con una cantidad (q_i), éste procura maximizar su renta (R_i) minimizando su lucro cesante por una cantidad de Reserva para RPF ($(CMG_E - CV_i) \times q_i$) tal como se muestra en la ecuación (2)

Función Objetivo

Maximizar (Ahorro por cumplir RPF - Lucro Cesante por dejar Reserva para RPF)

Donde:

$$\text{Ahorro por cumplir RPF} = P_{RPF} \times q_i$$

Donde:

Lucro cesante = Costo de Oportunidad = $C_o(q_i)$

$$C_o(q_i) = \text{Margen operacional por no brindar RPF} + \text{Ahorro de costo por dejar de brindar RPF}$$

⁴ Costos Marginales de Corto Plazo de Energía

$$C_o(q_i) = (CMG_E \times q_i - C(P_{Gi} + q_i)) + C(P_{Gi})$$

$$C_o(q_i) = CMG_E \times q_i - (C(P_{Gi} + q_i) - C(P_{Gi}))$$

$$C_o(q_i) = CMG_E \times q_i - CV_i \times q_i \dots\dots (1)$$

Entonces:

$$\mathbf{Max} R_i = P_{RPF} \times q_i - (CMG_E - CV_i) \times q_i \quad (2)$$

Donde:

P_{Gi} : Potencia generada por la unidad Gi cuando guarda una reserva

$C(P_{Gi})$: Costo de operar la unidad Gi a un nivel de carga P_{Gi}

R_i : Renta del generador "i"

P_{RPF} : Es el precio unitario del incumplimiento al servicio RPF

$$P_{RPF} = a - bQ$$

a : Es el valor del COR o precio máximo del incumplimiento de RPF equivalente a 30 USD/MWh

b : Es el coeficiente de sensibilidad del incumplimiento del servicio con la cantidad total de RPF del SEIN

Q : Es la cantidad total de RPF del SEIN = $\sum_{j=1}^{ng} q_j$

q_i : Cantidad de RPF aportada por el generador "i"

CMG_E : Es el Costo marginal de Energía

CV_i : Costo Variable de producción del generador "i"

J : Cualquier generador del Sistema

ng : Número de generadores

Cuando se resuelve analíticamente el problema de optimización se determina que la cantidad óptima " q_i " de RPF que maximiza su renta es:

$$q_i = \frac{a - bQ - (CMG - CV_i)}{b \times (V_i + 1)} \dots (3)$$

$$V_i = \sum_{j=1, i \neq j}^{ng} V_{ij} = \sum_{j=1, i \neq j}^{ng} \frac{dq_j}{dq_i}$$

Donde V_i es denominado la conjetura de un generador que representa la capacidad de alterar la cantidad de RPF de los otros generadores.

Y recordamos que $Q = \sum_{j=1}^{ng} q_j$ es la Reserva Total RPF del sistema.

Encontramos finalmente que la cantidad de reserva para RPF es:

$$q_i = \frac{a - bQ - (CMG - CV_i)}{b \times (V_i + 1)} \dots (4)$$

En Mercados de Competencia Perfecta se considera $V_i=0$.

Para el caso de un Generador hidroeléctrico con capacidad de regulación diaria/mensual la cantidad óptima para RPF es:

$$q_i = \frac{a - bQ - (CMG - CV_i - \lambda_i)}{b \times (V_i + 1)} \dots (5)$$

Donde

λ_i : Es la variable dual de su restricción de cota de energía diaria/mensual que debe producir (valor de agua)

Tal como se identifica la cantidad máxima (q_i) en las fórmulas (4) y (5), la cantidad que un generador dispone para el Servicio de RPF está definido por la diferencia que existe entre la compensación o ahorro en el cargo que recibirá y su lucro cesante. Si el lucro cesante es mayor que esa compensación, el Generador no está incentivado a ejecutar el servicio de RPF.

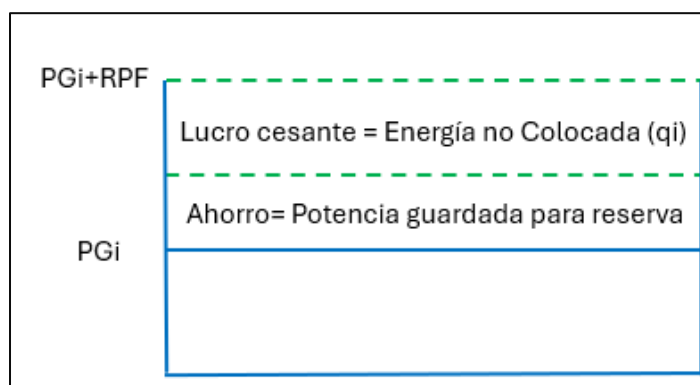


Figura 9. Bloque representativo de la entrega del servicio del RPF de un Generador "X".

Es decir:

Máx. Renta < 0 (Elección del lucro cesante, liberación de la RPF)

Máx. Renta > 0 (Ahorro del pago por el Cargo INC, la penalidad es mayor que el lucro cesante)

Para esquematizar el análisis matemático planteado, se ha realizado la simulación del comportamiento esperado de una unidad termoeléctrica en la cual se ha considerado parámetros aproximados del parque generador del SEIN y se obtuvieron los siguientes resultados:

- Si el Costo Marginal de Energía es mayor a 50 USD/MWh, se observa que el aporte de RPF proporcionado por el generador es nulo. Esto ocurre porque el generador busca maximizar de su costo de oportunidad, lo que elimina los incentivos para ofrecer el servicio de RPF. En contraste, mientras el CMg se mantenga por debajo de este umbral, la unidad cumple con su obligación de brindar RPF, evidenciándose de esta manera que existe una frontera de

eficiencia de aporte de la RPF la cual distingue dos zonas con incentivos homogéneos para cumplir o no con el servicio de RPF (Ver Figura 10).

Con este ejemplo podemos inferir que desde el punto de vista teórico los generadores tendrán fuertes incentivos económicos para no ejecutar el Servicio de RPF cuando los Costos Marginales son altos, tal como se ha verificado en la realidad (Figura 7), existe un alto nivel de correlación entre el Incumplimiento y el Costo Marginal de Energía.

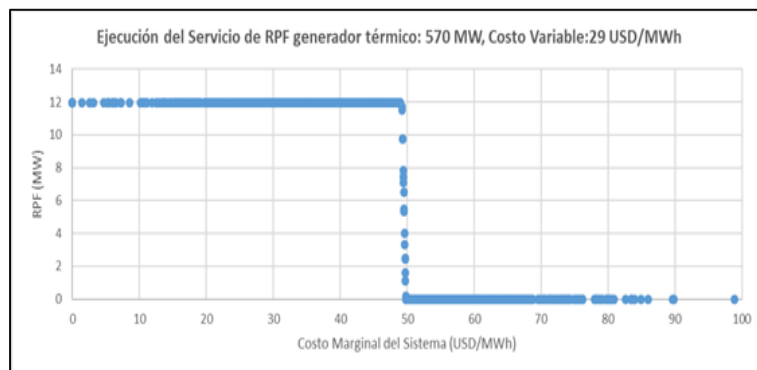


Figura 10. Frontera de eficiencia de aporte de RPF de una central térmica (Costo Variable 29 USD/MWh)

Para el análisis del lucro cesante entre centrales hidráulicas y térmicas, se analizó la variación en la producción de energía de dos centrales específicas a lo largo del año 2023, así como la liquidación de la valorización de su energía. A partir de ello, se identificó lo siguiente:

- Para el caso de una central hidráulica, se observó que, en el mes de setiembre su producción disminuye hasta 2.6 veces en comparación con el nivel alcanzado en enero del 2023. Este comportamiento se explica por los efectos derivados de los cambios estacionales, donde los meses de menor disponibilidad hídrica corresponden de junio a noviembre.

Por otro lado, se observa que, durante los meses de menor producción, el costo marginal tiende a incrementarse debido a la reducción de la oferta de energía generada por las centrales hidráulicas, ello debido a que, para cubrir la demanda del sistema, al ser insuficiente el recurso hídrico, el modelo de despacho económico recurre a fuentes de generación de energía más costosas, como centrales térmicas, por lo que, el aumento en los costos de producción conllevaría a un incremento en la valorización de la energía en el mercado.

Para esta central en análisis, setiembre fue el mes con menor producción hidráulica; sin embargo, tal como se muestra en la Figura 11, dicho mes reflejó el valor más alto de la valorización de energía del año.

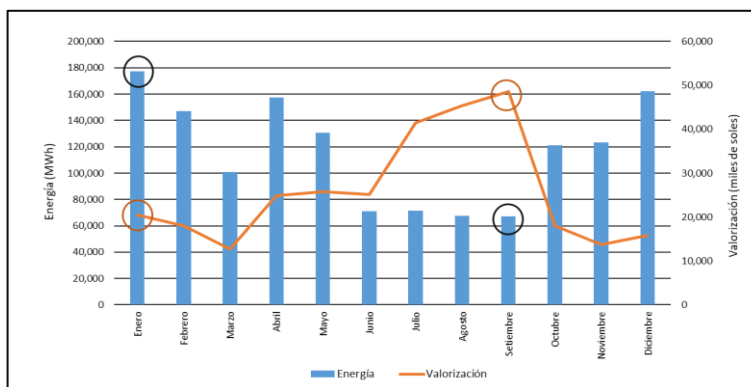


Figura 11. Valorización de Energía de una Central Hidráulica

- Para una central térmica, el mes de menor valorización de energía coincide con su menor producción, enero de 2023. En ese periodo, la elevada oferta hidráulica cubre gran parte de la demanda del SEIN, lo que reduce la necesidad de despachar fuentes de generación más costosas, lo que a su vez resulta en un costo marginal más bajo.

Por otro lado, en septiembre, se registra el mes con la valorización más alta de energía. Esto se debe a un aumento en el costo marginal y a una operación más constante de las centrales térmicas, motivada por la menor disponibilidad hidráulica. El incremento en el costo marginal es consecuencia del uso de unidades de generación más costosas en el despacho económico.

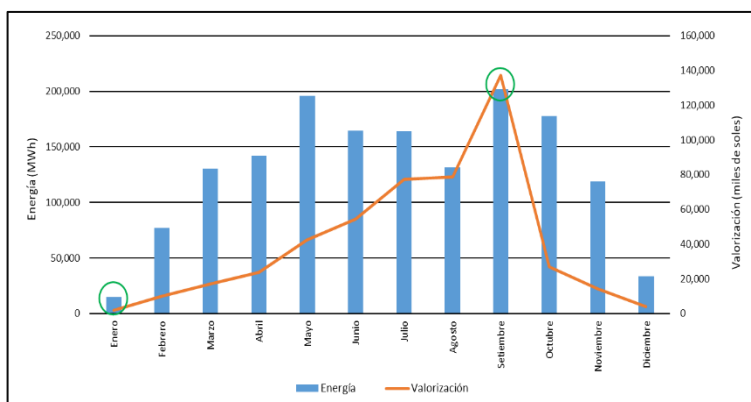


Figura 12. Valorización de Energía de una Central Térmica

- Respecto al Cargo por incumplimiento, actualmente la penalidad por no cumplir con la obligación de reserva primaria se determina de la siguiente manera:

$$CargoINC_{g,n} = \sum_{j=1}^D (INC_{g,j} \times \%RA \times GenM_{g,j} \times COR)$$

Es así como, ante un mismo valor de incumplimiento e incluso un mismo valor de energía, la penalidad asignada a una central hidráulica y una central térmica es la misma.

- De este modo, siendo el lucro cesante lo que el titular de la unidad de generación dejó de percibir por guardar la reserva, es evidente que, así como se generan diferencias significativas entre las valorizaciones de los meses de enero y setiembre, también se generan diferencias considerables entre el lucro cesante de dichos meses. Esto se debe a que la energía no vendida al mercado se valora a diferentes costos marginales.

2.1.3 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento

El actual esquema de reparto mensual de los montos recaudados por incumplimiento del servicio de RPF presenta las siguientes deficiencias:

Determinación del Factor de Cumplimiento (FaC)

En la actualidad, el FaC representa el nivel promedio de incumplimiento de los últimos 180 días de evaluación disponibles al momento de su actualización. Sin embargo, esta definición es contra intuitiva y puede generar confusión, ya que el FaC se estaría midiendo como resultado de los incumplimientos, debiendo representar una medida del cumplimiento.

Esto está llevando a una interpretación erróneas sobre su papel, así, tal como se puede observar en la evaluación de cumplimiento del servicio del RPF correspondiente al mes de noviembre del 2024 (Figura 13), el bajo valor del FaC estaría generando un incentivo limitado para que los generadores cumplan con su obligación. Esto se debe a que, superar este reducido valor de 0.33, estaría eximiendo al generador de penalizaciones a pesar de su pobre cumplimiento, perdiendo el objetivo del factor el cual es mejorar progresivamente el cumplimiento.

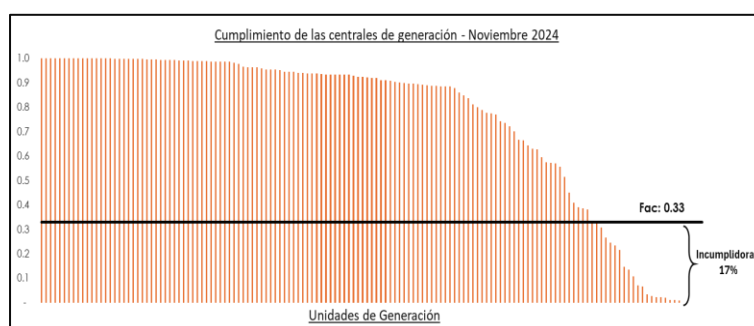


Figura 13. Comportamiento del cumplimiento del servicio de RPF de las unidades generadoras

Bajo Incentivo al cumplimiento del servicio de RPF

El presente numeral aborda una problemática relacionada con el sistema de distribución de incentivos por cumplimiento del servicio de RPF, el cual, conforme al

procedimiento vigente, los asigna a aquellos Grupos que superen un umbral de cumplimiento.

Para contextualizar, cada vez que se produce un incumplimiento del servicio de RPF, el Grupo incurre en un Cargo por incumplimiento (CargoINC), lo que genera una bolsa mensual de penalidades. Esta bolsa total de cargos se distribuye entre los Grupos cuyo cumplimiento mensual del servicio de RPF sea superior al Factor de cumplimiento (FaC), el cual actualmente se determina a partir del promedio de los incumplimientos del servicio de RPF de los últimos 180 días.

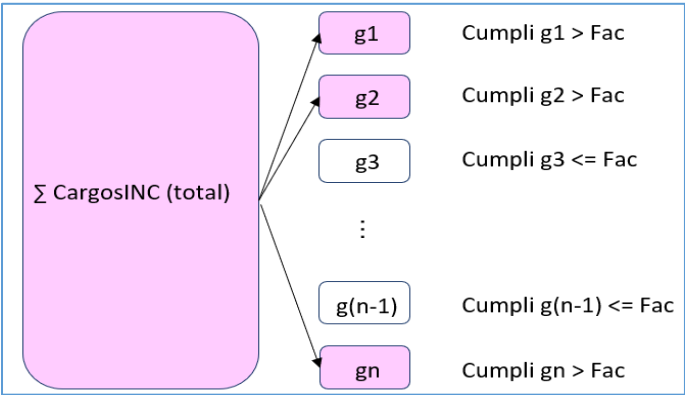


Figura 14. Distribución mensual del CargoINC

Ahora bien, tal como se observa en la Tabla 1, los valores del FaC entre los años 2022-2025, reflejaría un umbral de exigencia bajo e inadecuado para acceder a los Incentivos por cumplimiento del servicio, por lo que, este factor en lugar de incentivar la mejora del servicio de RPF, estaría actuando como una señal que no impulsaría mejorar el cumplimiento del servicio de RPF.

Tabla 1. Registros del valor del FaC

Año	Fac
2022	0.27
2023	0.23
2024	0.33
2025*	0.26

*Valor publicado el 22.10.2024

Así, esta baja exigencia del FaC, estaría generando beneficios mensuales al generador (ver Figura 14), incluso si no cumplen con brindar la reserva requerida. Es decir, un buen desempeño en ciertos períodos estaría compensando un rendimiento deficiente en otros.

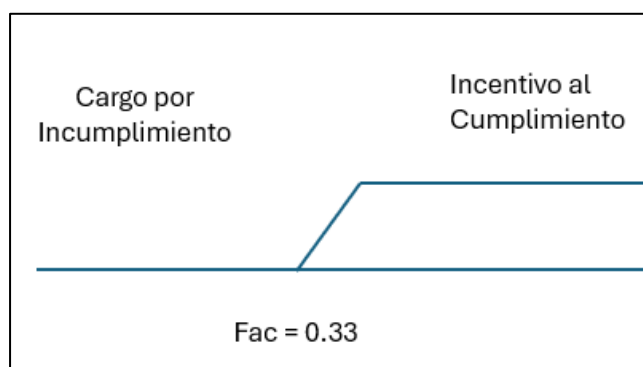


Figura 15. Representación del FaC (año 2024)

Visto desde el otro lado, estos incentivos reducirían el cargo por incumplimiento mensual de los generadores cuando estos logran superar el nivel de cumplimiento exigido, pues, la baja exigencia del FaC permitiría que unidades de generación con bajo nivel de cumplimiento participen de la bolsa de incentivo de cumplimiento del servicio.

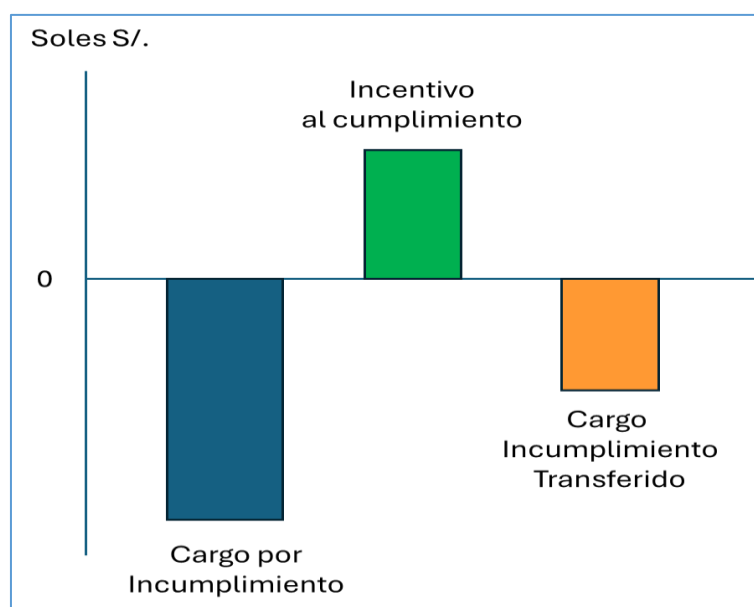


Figura 16. Representación de la reducción del Cargo por incumplimiento debido al incentivo

2.1.4 Sobre la Delegación del servicio de RPF

Requisito de Informe de Imposibilidad Técnica

El procedimiento vigente establece que, si una Unidad de Generación no enfrenta una imposibilidad técnica para proporcionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), no podrá delegar esta obligación a una unidad "Encargada". Esta restricción se identifica en la presente propuesta como una barrera procedimental, pues, esta limita la flexibilidad operativa de brindar el servicio de reserva al exigir que la unidad generadora cumpla con la totalidad de su aporte de RPF incluso

cuando este no encuentre condiciones que podrían ser óptimas para el cumplimiento de su obligación, por lo cual, el generador se vería obligado a asumir automáticamente un cargo unitario por incumplimiento (COR) establecido en el procedimiento.

Restricción del tiempo mínimo de Delegación del servicio de RPF

Dentro del contexto actual del Procedimiento PR-21, la Delegación del servicio de RPF se encuentra restringido a un periodo mínimo de un día. Ahora, tal como se observa en la siguiente gráfica, el cumplimiento de este servicio presenta variabilidad incluso durante cada Periodo Horario del día, por lo cual, es claro que esta restricción limita la capacidad de adaptar necesidades de Delegación según los requerimientos específicos de los Grupos y/o Centrales.

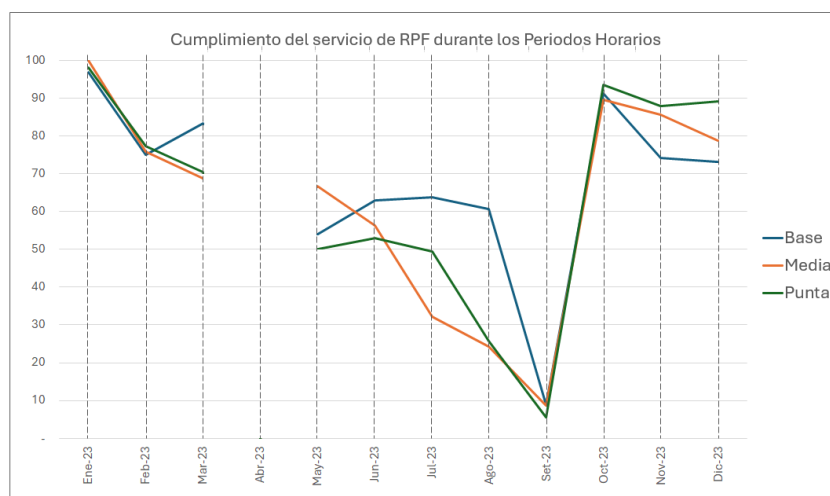


Figura 17. Cumplimiento del RPF de un Generador Térmico

*Abril 2023, el Generador se encontró fuera de servicio

Barrera de mejora de la entrega del servicio de RPF

En relación con los resultados de evaluación de incumplimiento, la siguiente gráfica muestra el desempeño de una central hidráulica específica a lo largo del año 2023. La gráfica compara dos escenarios, uno en el cual mantiene su obligación de RPF sin delegar y otro en el que opta por delegar esta obligación. Este análisis permite observar como la decisión de delegar el servicio de RPF impacta en el nivel de incumplimiento. Más aún, tal como se observa en la imagen, la discrepancia en los niveles de cumplimiento entre estos dos escenarios sugiere que la decisión por no delegar este servicio podría influir negativamente en el aporte de reserva por parte del generador integrante.

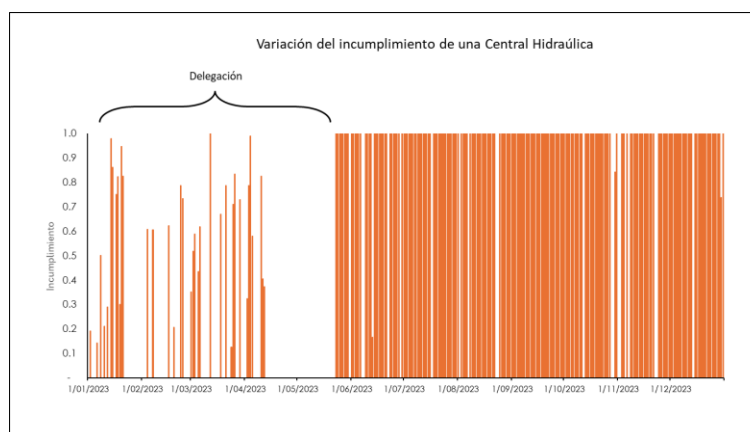


Figura 18. Incumplimiento de una central en particular con el efecto de la delegación

Esta barrera tiene un impacto significativo, ya que impide que las unidades de generación puedan gestionar de manera más dinámica sus responsabilidades y adaptarse a condiciones operativas cambiantes.

Vulnerabilidad de seguridad por menor reserva de RPF

La menor reserva de RPF resultado de un inadecuado cumplimiento del servicio por parte de los generadores, afecta directamente a la seguridad del SEIN, pues, esta deficiencia limita el margen necesario para reaccionar eficazmente a variaciones en la frecuencia y mantener la estabilidad del sistema. Esta reducción tiene un impacto negativo especialmente en periodos críticos del día, puesto que, cuando la demanda y fluctuaciones son más pronunciadas se aumenta el riesgo de inestabilidad operativa y la seguridad del sistema.

2.1.5 Sobre los Equipos para RPF

En Perú, al igual que en otros mercados latinoamericanos, no se reconoce a los Equipos para RPF⁵ como un componente del sistema que puede generar ingresos y tener obligaciones dentro del mercado eléctrico. Su implementación y uso se regulan mediante normas o procedimientos de menor jerarquía, generalmente asociados a servicios que no son remunerados directamente.

El PR-21 vigente establece restricciones significativas sobre la ubicación de estos equipos vinculados físicamente a una Central⁶, que dificulta la integración óptima de los equipos al SEIN. Además, impone barreras a la capacidad máxima que estos equipos pueden manejar, lo que limita su potencial de contribución a la seguridad del sistema. La falta de flexibilidad en la ubicación y capacidad desincentiva la inversión y la adopción de nuevas tecnologías.

⁵ Equipo para RPF: Equipo que pertenece a un Grupo o Central, y que es utilizado para brindar el servicio de RPF según lo establecido en el procedimiento.

⁶ Central: Corresponde al conjunto de unidades de generación que comparten una instalación física.

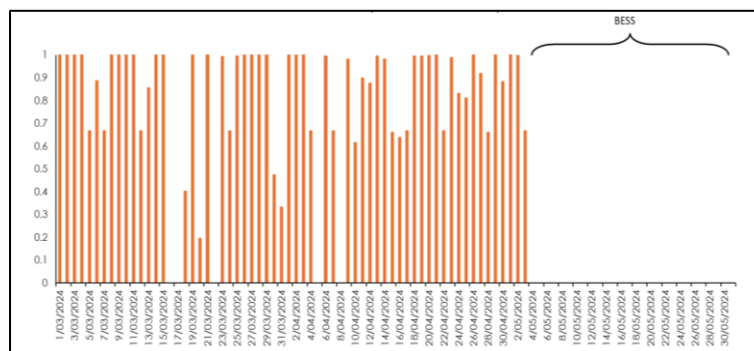


Figura 19. Evolución del Incumplimiento de una central con una BESS

Por otro lado, no se contempla la posibilidad de que cualquier generador entregue su servicio de RPF mediante un Equipo para RPF. Esta ausencia de reconocimiento para los equipos en el marco de la RPF impide que puedan desempeñar un papel más activo en la estabilización de la frecuencia, a pesar de su capacidad para responder rápidamente a las fluctuaciones de la red. Así como el buen cumplimiento de la RPF como se evidencia en la Figura 19.

Estos aspectos representan barreras significativas que frenan la inversión en Equipos de RPF y, como consecuencia, limitan el cumplimiento de RPF en el SEIN. La falta de un marco regulatorio que los promueva no solo ralentiza la adopción de tecnologías innovadoras, sino que también reduce la capacidad del SEIN para adaptarse a los desafíos de un entorno energético en evolución, donde la respuesta rápida y eficiente a las fluctuaciones de frecuencia es cada vez más crucial.

Por otro lado, en los últimos años, las tecnologías de almacenamiento de energía en baterías han incrementado rápidamente, disminuyendo sus costos, haciéndose cada vez más atractivas. Entre algunos de los principales usos, el Banco Mundial identifica el “Control de frecuencia y Voltaje”. Ahora bien, la ubicación de estos proyectos toma importancia de acuerdo con su aplicación, por ejemplo, para el soporte de tensión, estos podrían requerir una ubicación específica, mientras que, para el control de frecuencia señala que la ubicación podría ubicarse en cualquier parte del sistema, sujeto a restricciones de conexión.

2.1.6 Sobre la información de los registros de frecuencia y potencia de los titulares de centrales de generación sin Operación Comercial

De acuerdo con el numeral 6.2.2⁷ de la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (en adelante, “NTCOTRSI”) la regulación primaria de frecuencia es un servicio exigido a todas las centrales de generación mayores a 10 MW, excepto en los casos específicos establecidos en la

⁷ 6.2.2 La regulación primaria de frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10MW. Quedarán exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

norma. Sin embargo, en el marco regulatorio vigente del PR-21, únicamente se contempla la obligación de proporcionar el servicio de RPF a los Integrantes del COES. Como resultado, la exigencia de remitir la información de potencia y frecuencia actualmente está limitada a los generadores Integrantes que cuentan con Unidades de Generación en Operación Comercial.

Adicional a ello, se ha identificado que, en algunos casos de operación en sistema aislado, las empresas obligadas a brindar el servicio de RPF no remiten al COES la información completa de los datos de frecuencia, ello, en adición a lo anterior, conlleva a un vacío para las acciones de supervisión y fiscalización del numeral 6.2.2 realizado por Osinerghmin.

2.1.7 Nomenclatura del Tiempo de Aporte

El procedimiento vigente utiliza el término de "TA" como "Tiempo de Aporte", el cual, en este contexto refiere al tiempo exigido para la entrega de la reserva asignada. Ahora bien, esta misma sigla "TA" es utilizada por Osinerghmin en la Resolución N° 161-2019-OS/CD para definir el "Tiempo de Arranque".

De este modo, el uso de la misma sigla para términos diferentes en distintos contextos genera desorden y confusión en su aplicación, por lo cual, dicha falta de claridad puede llevar a malentendidos en la interpretación y ejecución de los procedimientos.

2.1.8 Sobre la "Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF"

Respecto a la Evaluación y Calificación del Cumplimiento de un Equipo para RPF

El procedimiento actual contempla la evaluación del cumplimiento de los Equipos para RPF a través de la "Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF". Sin embargo, el COES manifiesta que la separación de esta metodología del cuerpo principal del procedimiento genera un desafío en la integración y gestión coherente de la información relativa a la RPF; indicando que, al no estar directamente incluida en el Procedimiento, esta metodología se convierte en un anexo separado, lo que puede dar lugar a duplicidades o inconsistencias en la aplicación y supervisión del servicio. Finalmente, el COES indica que este enfoque fragmentado dificulta la gestión eficiente y organizada de la evaluación de los equipos para RPF, complicando la trazabilidad y la implementación uniforme de los criterios de evaluación.

Selección del periodo para la evaluación del servicio mediante los Equipos de RPF

Respecto a la selección del periodo evaluado del servicio de Reserva Primaria de Frecuencia de los Grupos de generación a través de los Equipos para RPF, la actual Nota Técnica toma como referencia lo descrito en el Anexo 3 del PR-21. En dicho anexo se indica que, para que un periodo sea evaluable, las variaciones de potencia generada del Grupo de generación no deben exceder el 5% de la potencia

registrada al inicio del periodo evaluado, lo que se conoce como “Filtro de Potencia” para la selección del periodo.

La disposición anterior no aborda o excluye a los Equipos para RPF, lo cual deja un vacío en el procedimiento, ya que no correspondería aplicar dicho filtro a estos equipos, pues, su potencia no se encuentra variando por disposición de COES, sino más bien, varía en función del servicio de entrega de RPF.

Resumen

El análisis revela que el diseño actual del Cargo por Incumplimiento no incentiva adecuadamente la provisión del servicio de RPF, lo que genera vulnerabilidades en la seguridad del sistema, especialmente durante periodos de alta demanda y baja disponibilidad de recursos hídricos. La falta de una señal económica clara y la rigidez en la delegación del servicio desincentivan la inversión en tecnologías que podrían mejorar la capacidad de respuesta del sistema. Además, el mecanismo de distribución mensual de los cargos por incumplimiento no refleja la naturaleza crítica del servicio de RPF.

Por otro lado, el COES manifiesta la falta de información de los Agentes generadores sin Operación Comercial respecto a la RPF, debido a que el actual PR-21 no contempla la obligación de brindar este servicio a todos los generadores mayores a 10 MW a excepción de las unidades mencionadas en la NTCOTRSI, cuya disponibilidad es necesaria para la evaluación del control de frecuencia supervisada por Osinergrmin.

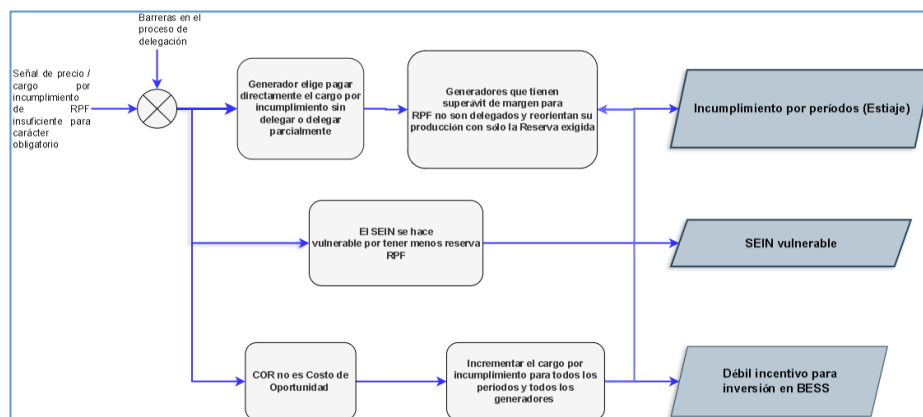


Figura 20. Diagrama de control de Causa Efecto RPF en el SEIN

Por tanto, se debe tratar los problemas identificados en el PR-21 para fortalecer la seguridad y eficiencia del SEIN. Las propuestas de modificación buscan alinear los incentivos económicos con los objetivos de seguridad del sistema, incentivando la inversión en tecnologías que presten el servicio con gran calidad, garantizando un suministro eléctrico confiable y seguro para todos los agentes del SEIN. A continuación, se detallarán las alternativas de solución propuestas para abordar estas problemáticas.

2.2 Alternativas de Solución

En base a las experiencias adquiridas en la aplicación del actual PR-21, se han identificado principalmente las siguientes deficiencias:

2.2.1 Sobre la evaluación del servicio de RPF cuando una Central realiza el servicio de RSF

Alternativa 1: Mantener la actual metodología establecida

Esta alternativa propone mantener la metodología actual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF para Grupos y/o Centrales que brindan simultáneamente el servicio de RSF. La razón es que la potencia de referencia

actual, correspondiente al Basepoint, se considera un valor representativo de la exigencia impuesta a la central evaluada.

Alternativa 2: Modificar el valor de Potencia de referencia

Dado que la potencia generada por un Grupo y/o Central que presta el servicio de RSF sigue la señal del Setpoint del AGC del COES, se propone utilizar un Setpoint promedio durante el período evaluado como referencia para la evaluación del servicio de RPF. Esta metodología permitiría establecer exigencias más alineadas con las condiciones reales y realizar evaluaciones basadas en parámetros estimados con un nivel de potencia más cercano al valor de referencia, es decir, el Setpoint promedio.

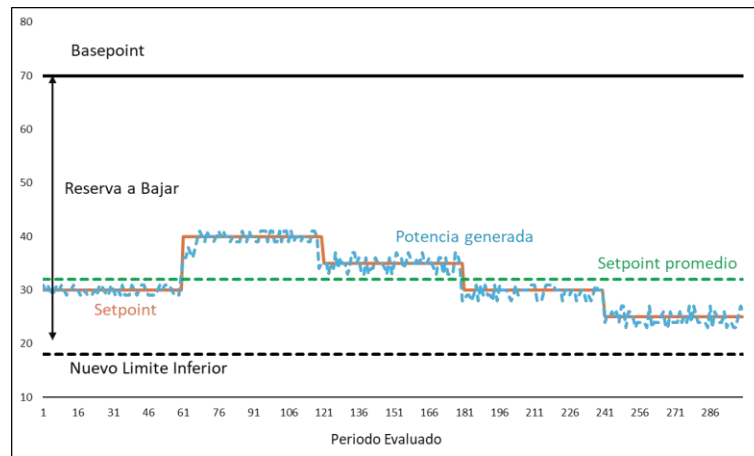


Figura 21. Comportamiento de una unidad cuando brinda RSF a Bajar, incluyendo el Setpoint promedio

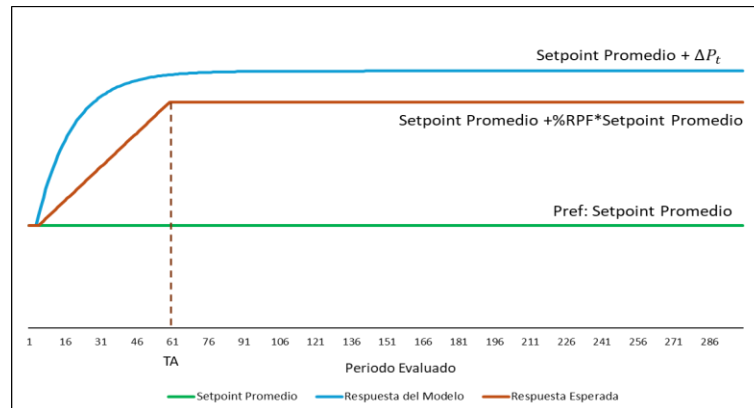


Figura 22. Evaluación de RPF de un Grupo o Central cuando brinda RSF de manera simultánea usando el Setpoint promedio

Con lo anterior mencionado, la presente propuesta sugiere determinar la Reserva Asignada, el RPNS y el Incumplimiento como sigue:

$$RA = \%RA \times \text{Setpoint promedio}$$

$$\%RPNS = \max\left(1 - \frac{\Delta P_t}{RA}, 0\right)$$

$$Inc = \max \left(0,434 \times \ln \left(\frac{RPNS}{100} \right) + 1,0 \right)$$

Selección de alternativa

Dado que los parámetros estimados del regulador de velocidad de las centrales están relacionados con la potencia generada, se opta por la alternativa 2 de la propuesta. Esta opción evalúa la reserva requerida utilizando el Setpoint promedio, un valor más cercano a la potencia generada.

Cuando los Grupos y/o Centrales cuentan con reserva secundaria a bajar, el uso del Setpoint promedio, generalmente reduce la RPNS y el incumplimiento debido a que la Reserva Asignada es menor, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Comparación de resultados de la evaluación de RPF de un Grupo que brinda RSF a bajar

Escenarios	Potencia de Referencia	Reserva Asignada (2.5%)	RPNS	Incumplimiento
Basepoint (Alternativa 1)	251.17	6.28	43.27	0.64
Setpoint Promedio (Alternativa 2)	150.47	3.76	0.00	0.00

Por otro lado, en escenarios donde los Grupos y/o Centrales tienen reserva secundaria a subir, el uso del Setpoint promedio tiende a aumentar la RPNS y el incumplimiento, ya que la Reserva Asignada es mayor, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Comparación de resultados de la evaluación de RPF de un Grupo que brinda RSF a subir

Escenarios	Potencia de Referencia	Reserva Asignada (2.5%)	RPNS	Incumplimiento
Basepoint (Alternativa 1)	20.51	0.51	9.13	0.00
Setpoint Promedio (Alternativa 2)	31.01	0.78	11.03	0.04

2.2.2 Sobre el Cargo por Incumplimiento

Alternativa 1: Mejorar la actual metodología establecida

En esta alternativa se propone mantener la determinación del Cargo por Incumplimiento en el PR-21 tomando en cuenta la actualización del Costo de Oportunidad de la Reserva Primaria no Suministrada para RPF ("COR"). Para ello, a diferencia de la forma de cálculo del COR actual, se sugiere incluir todos los costos en los que se incurre en la realidad para la implementación de un equipo de almacenamiento de energía, tales como los precios de infraestructura, transporte, terreno y otros asociados. Esta actualización tiene como objetivo incentivar el cumplimiento efectivo de la obligación del generador a través del COR aplicado en el Cargo por Incumplimiento y se esperaría que como resultado el valor del "COR" se incremente y se convierta en un incentivo al cumplimiento. La principal ventaja de esta alternativa es que la metodología actual es de conocimiento por los Generadores Integrantes para su reproducción y seguimiento de los resultados correspondiente a las liquidaciones de los servicios complementarios ejecutado por el COES en relación con el servicio de RPF.

Alternativa 2: Establecer un cargo por incumplimiento adaptado al tipo de generador y a la situación operativa del sistema.

Dado que una de las externalidades negativas fundamentales de la provisión del servicio de RPF es el sacrificio de la producción, lo cual produce un lucro cesante para el generador, el cargo por no cumplir con este servicio debe tener un componente equiparable a dicho lucro cesante. Cabe considerar que dicho componente debe estar asociado con la naturaleza y el comportamiento de cada generador.

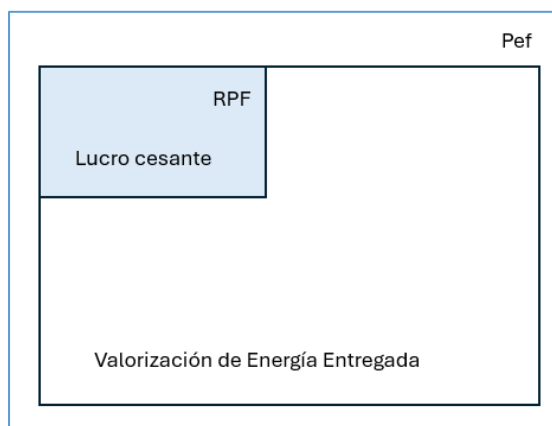


Figura 23. Representación del lucro cesante por RPF

Mediante esta alternativa se propone que el cargo por incumplimiento no se encuentre asociado únicamente al costo de inversión de un Equipo para RPF, ya que este enfoque no reflejaría adecuadamente las posibles externalidades que generaría el incumplimiento de este servicio. Una de las externalidades negativas más significativas deriva de la provisión del servicio del RPF sacrificando la producción de energía, lo cual conlleva a un lucro cesante para el generador. Este lucro cesante es un costo económico real y directo que enfrenta el generador cuando se ve obligado a reducir su producción para cumplir con el servicio de RPF, este concepto refleja el impacto económico de no poder operar su unidad de generación a plena capacidad debido a las restricciones impuestas por la disponibilidad de guardar reserva para la RPF, afectando directamente su rentabilidad.

Para determinar el lucro cesante en el contexto del servicio de RPF, es necesario evaluar el impacto económico de la energía dejada de inyectar para el cumplimiento de la reserva. En ese sentido, este valor se calcula como la diferencia entre la energía no generada valorizada al costo marginal y el costo variable en el cual hubiera incurrido de producir dicha energía. Esta diferencia refleja el beneficio económico que el generador pierde al no poder utilizar la capacidad reservada para el servicio de RPF.

Mediante la presente alternativa se sugiere incluir en el cargo por incumplimiento una componente que se vincule directamente con el lucro cesante, de manera que

se internalice el costo total que implicaría no cumplir con el servicio. De lo contrario, dejar de considerar este aspecto, podría generar distorsiones en la decisión del generador sobre el cumplimiento de su servicio de RPF.

En términos conceptuales, el cargo unitario por incumplimiento por Periodo Horario (expresado en S/ /MW-Periodo) no debería resultar únicamente del Costo de Oportunidad según PR-21 vigente, pues, este internaliza únicamente el costo asociado a la reserva en función de un Equipo para RPF. Por lo que, la metodología actual, centrada exclusivamente en dicho equipo, no captura adecuadamente el lucro cesante por la producción dejada de entregar debido al servicio de RPF.

Por ello se propone actualizar la metodología para precisar la determinación del cargo por incumplimiento. La propuesta consiste en determinar dicho cargo en función al valor máximo entre el lucro cesante y el cargo costo de oportunidad relacionado con la inversión de un Equipo para RPF.

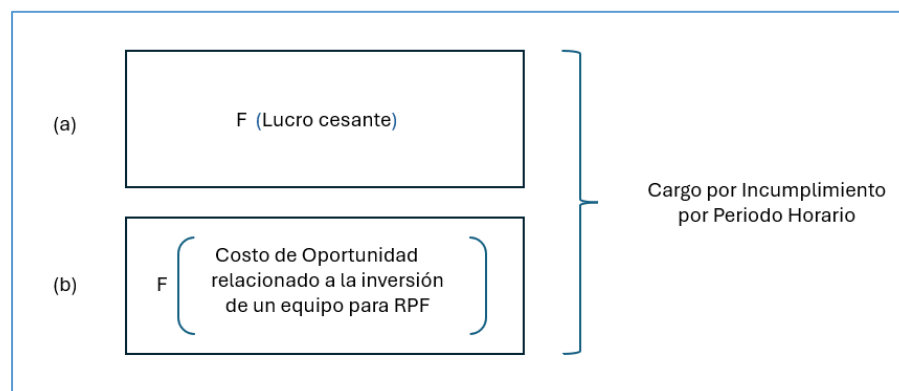


Figura 24. Internalización por el Cargo por Incumplimiento de RPF

En ese sentido, se propone que el Cargo por Incumplimiento se determine mediante la ecuación (6):

$$Cargoinc_{g,p} = INC_{g,p} \times \%RA \times \max \left[t \times dp \times \sum_{n=1}^{Nip} ((CM_{g,n,p} - CV_{g,n,p}) \times P_{g,n,p}) , CORp \times Pprom_{g,p} \right] \dots (6)$$

Donde:

g : Grupo "g".

p : Periodo Horario del día.

n : Intervalo de Mercado.

$Cargoinc_{g,p}$: Cargo por incumplimiento del "g" correspondiente al "p".

$INC_{g,p}$: Nivel de incumplimiento del "g" correspondiente al "p".

$\%RA$: % Reserva primaria asignada determinada en el estudio anual indicado en el numeral 5.4.

t : Igual a cero "0" los primeros 6 meses y luego tendrá un valor de uno "1". En atención a la Primera Disposición Transitoria.

Ni_p : Número de "n" para el "p".

$CM_{g,n,p}^{g}$: Costo marginal de corto plazo en bornes del "g" del Intervalo de Mercado "n" en S / MWh en el "p".

$CV_{g,n,p}$: Costo Variable a Potencia Efectiva, determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación", de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica de mayor capacidad del cual forma parte "g" durante el intervalo "n" para el periodo "p" determinado en S / MWh.

dp : Factor de conversión de S / MWh a S / MW.

$$dp = \frac{24}{\text{Número de Intervalo de Mercado de un día}}$$

$P_{g,n,p}$: Potencia en bornes de generación de la unidad de generación "g" del Intervalo de Mercado "n" del "p" en MW.

COR_p : Costo de Oportunidad del "p" igual a:

$$\frac{COR}{\text{Número de Periodos Horarios del día}} [S / MW\text{-Periodo}]$$

El COR funciona como un incentivo para que las generadoras inviertan en sistemas de almacenamiento de energía, promoviendo una mayor eficiencia en la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia y ayudándolas a evitar penalidades por incumplir sus obligaciones, por lo que, al buscar garantizar el cumplimiento de los compromisos de reserva, se propone que el cálculo del COR no distinga entre los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía, tales como sistemas de baterías (BESS), volantes de inercia (flywheels) u otra tecnologías.

$P_{prom_{g,p}}$: Potencia promedio en bornes de generación del "g" durante el "p" (MW).

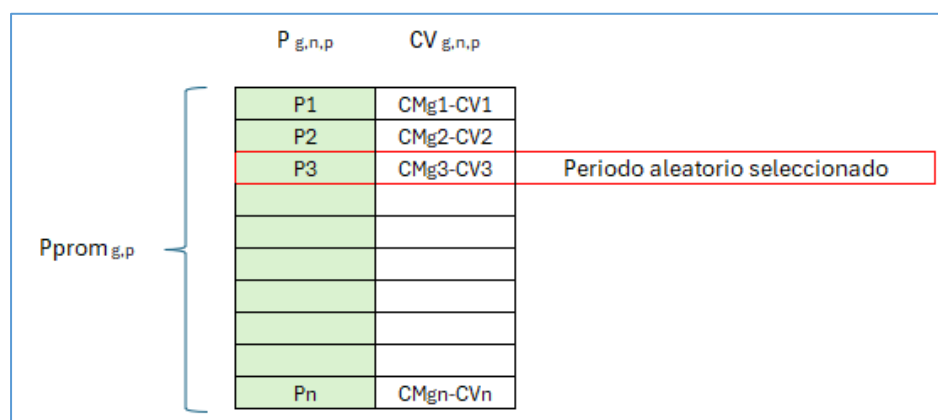


Figura 25. Representación de los bloques medio horarios de un día para un Grupo de generador "g"

Ahora bien, en el siguiente gráfico se presenta los resultados evaluados obtenidos durante un mes de estiaje. Este análisis incluye una generadora con alto nivel de incumplimiento, lo que sugiere un comportamiento estratégico en función de la variación del Costo Marginal (CMg), así como también, una generadora cuya relación entre sus incumplimientos de su servicio de RPF y el CMg evidenciaría ser independiente.

A través de este enfoque, se logra representar de manera adecuada el comportamiento de ambos tipos de generadores en función de los Costos Marginales. En ese sentido, tal como se puede observar en las Figuras 26 y 27, los resultados muestran que la correlación refleja apropiadamente el comportamiento estratégico tanto de las generadoras cumplidoras como incumplidoras.

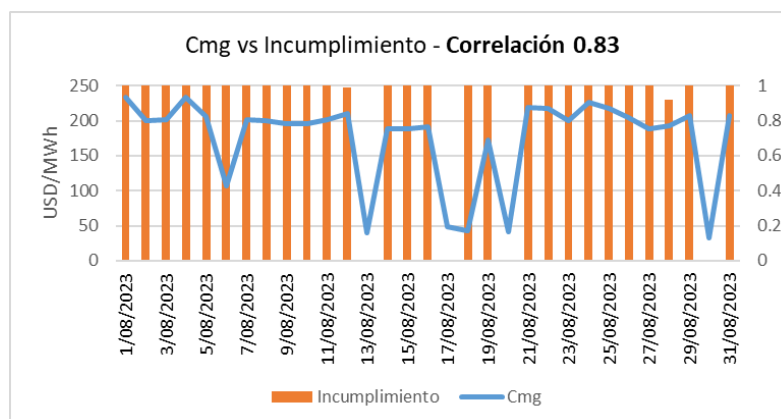


Figura 26. Factor de correlación mensual de Unidad de Generación incumplidora

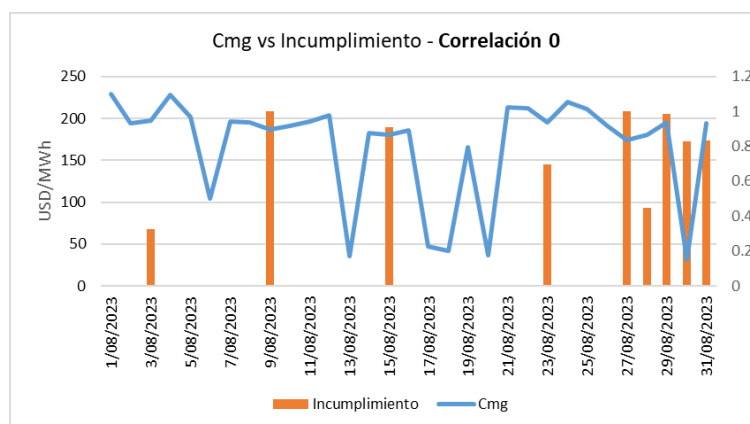


Figura 27. Factor de correlación mensual de Unidad de Generación cumplidora

Por otro lado, como se aprecia en la Figura 28 los incumplimientos registrados son más elevados en Estiaje que en Avenida y el incumplimiento es mayor en los periodos de mayor demanda en el caso de una Central Térmica.

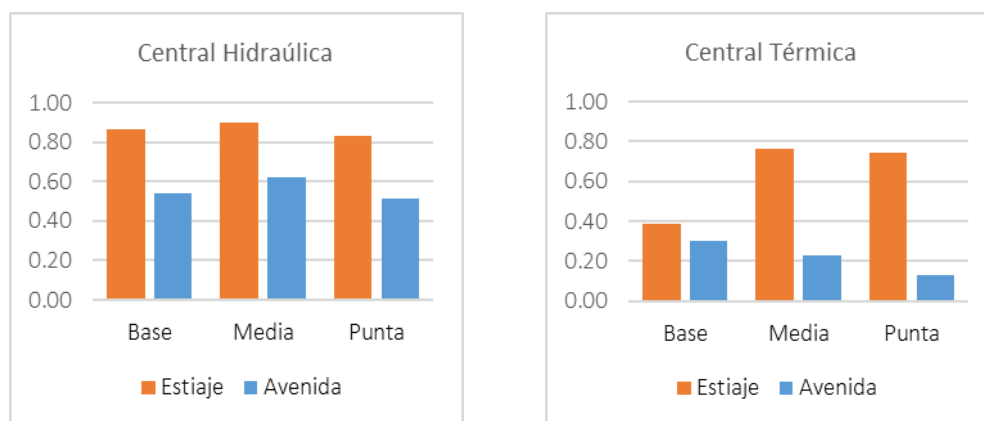


Figura 28. Incumplimiento por Periodo Horario de una Central Hidráulica y una Central Térmica

También se observa la marcada diferencia del incumplimiento por periodo horario y periodo hidrológico, por lo cual, realizar una determinación del cargo por incumplimiento por periodo constituirá un incentivo directo al incumplimiento, a diferencia del mecanismo actual que pondera el comportamiento mensual atenuando los efectos del incumplimiento del generador.

Selección de Alternativa

La presente propuesta recoge la alternativa 2, puesto que, se ha identificado que la introducción del Costo de Oportunidad de la Reserva no suministrada (COR) no está cumpliendo adecuadamente su función de inducir a los Generadores Integrantes a cumplir con la provisión del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia a los generadores incentivando la inversión en Equipos de RPF necesarios para cubrir la brecha existente en la provisión de este servicio. Ello se

evidencia en la Figura 29 que muestra baja inversión en los Equipos para RPF desde el año 2020, a pesar de que todavía se registran bajos niveles de cumplimiento.

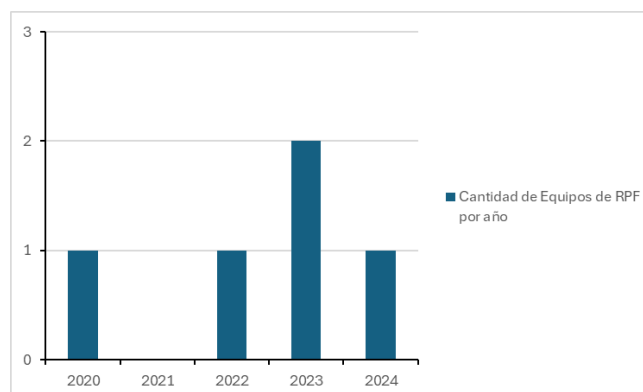


Figura 29. Cantidad de Equipos para RPF instalados en el SEIN por año

Por ello, se ha analizado la necesidad de modificar la metodología de determinación del Cargo por Incumplimiento, identificándose que, el margen operativo de los generadores puede incentivar de manera negativa al cumplimiento del servicio. Dicha revisión ha tomado en consideración el análisis de un sistema de potencia el cual incluye la penalización por incumplimiento de la RPF, el cual considera:

- 1) Un proceso de minimización de los Costos Variables de Operación y;
- 2) El costo de incumplimiento de la Reserva Asignada penalizado bajo el término "Costo de Oportunidad" (COR) de acuerdo con el procedimiento PR-21.

A este modelo de optimización en la presente propuesta para las comparaciones posteriores se le denomina como "**Modelo actual**", el cual se detalla en el Anexo 1.

Función Objetivo del Proceso de Optimización es:

$$\text{Minimizar} \left(\sum_{t=1}^T \times * P_{g,t} + COR * \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{ng} (\%MR \times P_{g,t} - RPF_{g,t}) \right)$$

Donde:

- CV_g : Costo Variable del Generador
- COR : Cargo por incumplimiento del servicio de RPF. Se ha considerado un equivalente actual de 30 USD/MWh.
- $P_{g,t}$: Potencia despachada
- $RPF_{g,t}$: Reserva para RPF de cada generador optimizadas por el modelo.
- $\%MR$: Porcentaje de Margen de Reserva RPF Asignado (para fines de este ejemplo asumimos en 2.5%).

El modelo⁸ utilizado para la elaboración de las Figuras 30 y 31 representa un esquema matemático que busca determinar si la señal actual del COR es lo suficientemente razonable o no, estas gráficas muestran cuanto es el máximo nivel de reserva que se puede obtener con esta señal a través de la asignación de recursos para brindar el servicio de RPF en un periodo de tiempo.

En la práctica, desde el punto de vista del generador, minimizar el costo por incumplimientos y costos variables, equivale a maximizar la renta de Energía y Reserva RPF en un mercado de competencia perfecta.

Desde un punto de vista teórico, los resultados de simulación evidencian una brecha existente entre la reserva total de RPF requerida por el sistema versus la reserva total obtenida entregada por los generadores tomando en cuenta la señal actual del COR de 30 USD/MWh. En ambas gráficas, tanto para avenida y estiaje se observa que, el incentivo de brindar RPF incrementa con el aumento de la señal de precio, como se visualiza en la línea ploma el cual representa un incremento de 20 USD/MWh en la señal del COR.

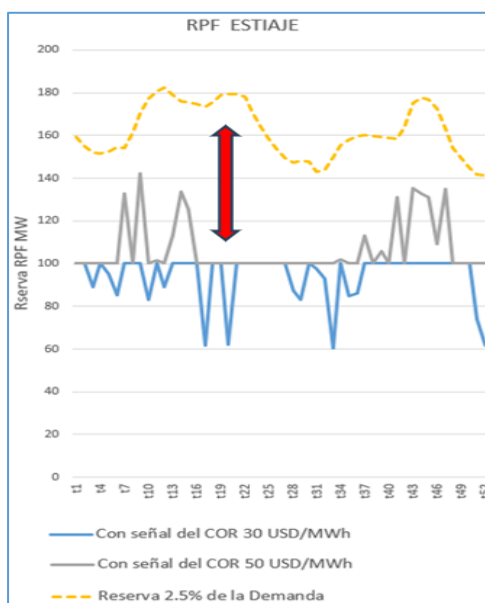


Figura 30. Máximos niveles de reserva para RPF que se podría alcanzar de acuerdo con el PR-21 – Estiaje

⁸ El modelo matemático, el cual tiene como objetivo mostrar la asignación del servicio de RPF de los generadores ante distintas señales del COR. Para el caso de Estiaje y Avenida, el modelo tomó información de las semanas operativas COES N° 28 y 20 respectivamente del año 2024.

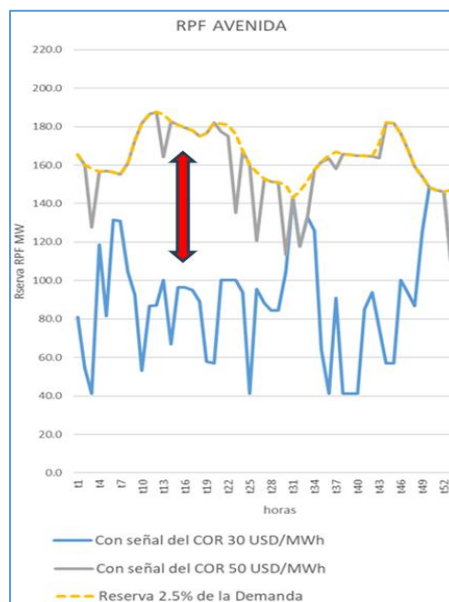


Figura 31. Máximos niveles de reserva para RPF que se podría alcanzar de acuerdo con el PR-21 – Avenida

En ese sentido, la presente propuesta analiza la conveniencia de modificar la metodología de determinación del Cargo por Incumplimiento introduciendo adicionalmente al Costo de Oportunidad COR, el margen operativo de los Generadores Integrantes, pues, este último de acuerdo con la evidencia mostrada, genera brechas de cumplimiento de la entrega del servicio de RPF.

Esta alternativa modifica el cálculo del COR con el fin de hacerla aplicable a cualquier tecnología de almacenamiento al momento su determinación. Esta medida responde a la obligación de las generadoras de garantizar el cumplimiento del servicio de RPF, explorando inversiones en sistemas de almacenamiento distintos a la tecnología BESS, como volantes de inercia, entre otros, favoreciendo la flexibilidad y manteniendo la neutralidad tecnológica en los procedimientos del COES.

En base al análisis realizado, se selecciona la alternativa 2 para su implementación en el PR-21, pues, esta opción destaca por su capacidad más rigurosa de reducir la conveniencia que tienen algunos generadores al no proporcionar el servicio de RSF para maximizar beneficios económicos.

Para la implementación de esta alternativa, se sugiere establecer una etapa de implementación del procedimiento de seis (06) meses a partir de la aprobación del Procedimiento, adicionalmente, una vez implementado el nuevo PR-21, consideramos apropiado establecer una etapa transitoria de cuatro (04) meses en la que todas las unidades de generación evaluadas serán consideradas con un "t" igual a cero ($t = 0$). Este período permitirá en primera instancia al COES implementar sus sistemas informáticos que permitan la gestión del servicio de RPF de acuerdo con la propuesta, asimismo, en segunda instancia permitirá a los

Generadores Integrantes coordinar delegaciones o gestionar la adquisición de equipos para RPF facilitando así una adaptación efectiva hacia la nueva normativa.

La implementación de la propuesta permitirá precisar y ajustar el cálculo del cargo por incumplimiento de las centrales de generación COES con obligación de entrega del servicio de RPF basándose en una evaluación del desempeño diario. Con esta alternativa se busca mitigar la tendencia de los Generadores Integrantes por dejar de proporcionar el servicio de RPF cuando los costos marginales son elevados.

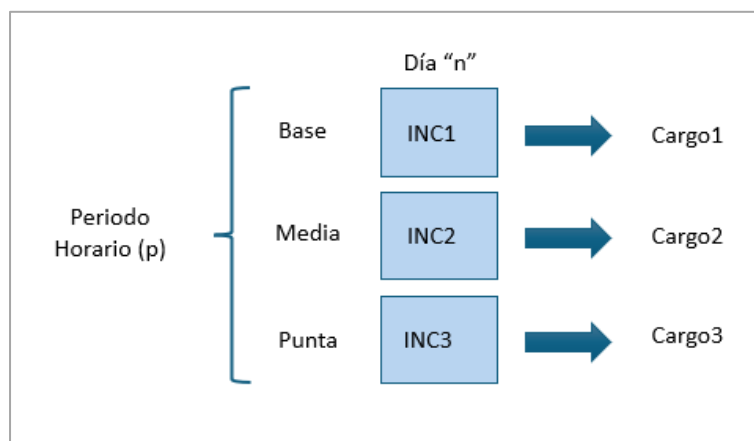


Figura 32. Cargo del Incumplimiento diario por Periodo Horario

Ahora, aunque la propuesta podría resultar en aumento del cargo por incumplimiento del RPF para las unidades incumplidoras, es fundamental destacar que la variabilidad en los resultados de la penalidad se adapta a sus características operativas y variables asociadas a cada unidad de generación.

Finalmente, la propuesta no hace distinciones entre los diferentes tipos de unidad de generación, pues, esta busca promover el cumplimiento del servicio de RPF por parte de todos los generadores. Para ello, desvincula los costos marginales con su incumplimiento, lo que actualmente estaría llevando a algunos generadores a evitar la prestación del servicio con el fin de maximizar de sus ingresos.

2.2.3 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento

Determinación del FaC

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.3 del presente informe, se propone redefinir el Factor de Cumplimiento (FaC), de manera que, en lugar de calcularse como un indicador basado en el incumplimiento, este promueva un enfoque más proactivo y positivo hacia el cumplimiento del servicio del RPF. En este sentido, se sugiere determinar dicho factor considerando el cumplimiento histórico del servicio de RPF de los generadores, estableciendo un periodo de evaluación de los últimos 12 meses disponibles al momento del cálculo.

Por otra parte, la propuesta sugiere incorporar la fecha de actualización del FaC, con el objeto de evitar la discrecionalidad en la selección de los periodos a evaluar para la determinación de dicho factor.

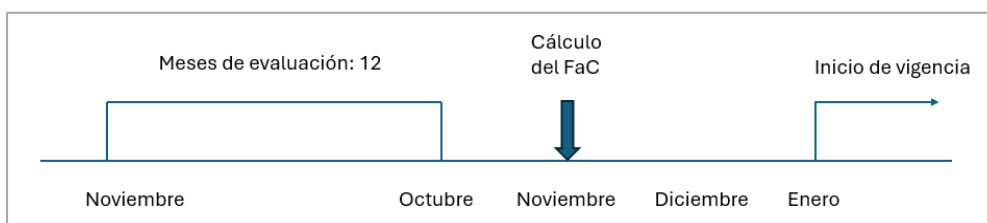


Figura 33. Determinación del Cálculo del FaC

Esta precisión en la definición del FaC eliminará la ambigüedad actual, asegurando la señal adecuada a los Generadores sobre la obligación establecida por la norma. Un FaC claramente definido como un indicador de cumplimiento hará evidente que los generadores no deben ver la RPF como un mecanismo para obtener incentivos financieros, sino como una obligación normativa cuya finalidad es garantizar la estabilidad y seguridad del SEIN.

Además, al enfocarse en el cumplimiento en lugar del incumplimiento, se creará un incentivo más claro y directo para que los Generadores mejoren la calidad de la prestación del servicio asignado. Esto es fundamental, ya que un sistema de incentivos mal diseñado puede llevar a comportamientos no deseados o insuficientes.

Distribución de Cargo por Incumplimiento

Una alternativa de solución al problema identificado en el esquema de reparto mensual de los incentivos de RPF es realizar la distribución de los cargos de incumplimiento a plazos más cortos que los actuales. Este cambio está alineado con la naturaleza del servicio de RPF, el cual está asociado a la operación del tiempo real. En lugar de realizar el cálculo del cumplimiento y de incentivos de manera mensual, se propone realizarlos por cada periodo horario de la siguiente manera:

Cálculo del cumplimiento (Cumpli):

$$Cmp_{g,p} = (1 - \%RPNS_{g,p}) \times P_{g,p}$$

$$\text{Si } Cmp_{g,p} > FaC, \text{ entonces: } Cumpli_{g,p} = Cmp_{g,p}$$

$$\text{Si } Cmp_{g,p} \leq FaC, \text{ entonces: } Cumpli_{g,p} = 0$$

Cálculo del incentivo (Incent):

$$Incent_{g,p} = CargoIncT_p \times \frac{Cumpli_{g,p} \times PE_{g,p}}{\sum_{U_{RPF}} Cumpli_{U,p} \times PE_{U,p}}$$

Dónde:

“g” o “U” : Grupo “g” o grupos “U” con obligación de prestar el servicio de RPF.

- "p" : Periodo Horario.
- $Cmp_{g,p}$: Determinamos la variable auxiliar $Cmp_{g,p}$ correspondiente a cada Grupo "g" en el periodo horario "p".
- $Cumpli_{g,p}$: Indicador del cumplimiento del servicio de RPF
- $\%RPS_{g,p}$: Porcentaje de la reserva primaria no suministrada, determinado en el Anexo 3 del presente procedimiento.
- $P_{g,p}$: Parámetro de presencia. Su valor será uno (1) en caso el Grupo hubiese operado en algún momento dentro del periodo "p", de lo contrario su valor será igual a cero (0).
- $Incent_{g,p}$: Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo.
- $CargoIncT_p$: Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante un Periodo horario.
- $PE_{g,p}, PE_{U,p}$: Producción de energía activa en el periodo horario, correspondiente al grupo "g" o "U"
- U_{RPF} : Todos los Grupos con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el mes "n" que cumplan con la condición de $Cumpli_{g,p} > FaC$.
- FaC^9 : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 4.2.1 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de cumplimiento promedio de los últimos 12 meses disponibles en el momento de su actualización.

Bajo este nuevo esquema, el cumplimiento del servicio de RPF distribuiría los cargos recaudados de manera independiente en cada periodo diario. Esto aseguraría que los generadores que proporcionen un servicio de RPF adecuado y continuo en todos los momentos críticos, reciban los incentivos correspondientes a su desempeño en cada periodo específico. Además, evitaría que un buen desempeño en un periodo compense un mal desempeño en otro, garantizando que los incentivos reflejen más fielmente la contribución de los generadores a la seguridad del SEIN en todo momento.

	d1	d2			dn
Base	$Cmp_g \rightarrow Incent$				
Media					
Punta					

Figura 34. Distribución del Cargo por Periodo Horario

2.2.4 Sobre la Delegación del Servicio de RPF

⁹ Actualizado según la alternativa de solución en base al nivel de cumplimiento

Alternativa 1: Mantener la exigencia de imposibilidad técnica para acceder a la delegación.

Mantener la obligación de que los Generadores Integrantes que proporcionen un sustento técnico detallado para justificar la imposibilidad de ofrecer el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia con su propio grupo de generación. Con dicha alternativa la delegación se encuentra fundamentada por una evaluación propia de la máquina que demuestra un impedimento técnico.

Por otro lado, con la incorporación futura de centrales que generen energía intermitente, crean una demanda de la prestación del servicio de RPF prestado por tercero, esta condición es apropiada para dejar al mercado condiciones de innovación que permitan optimizar la prestación del servicio requerido. Sin embargo, la limitación impuesta a la delegación hace que la alternativa 1 no asegura la eficiencia y sostenibilidad del servicio de RPF.

Alternativa 2: Delegación sujeta a decisión de los Agentes

A fin de abordar la problemática identificada en la aplicación del PR-21 vigente, se propone eliminar el requisito del informe de imposibilidad técnica para el servicio de RPF, para permitir que la decisión de delegar la responsabilidad recaiga directamente en los agentes del mercado, basándose en criterios de operatividad y flexibilidad.

Esta opción se basaría en el conocimiento en que los generadores conocen mejor sus limitaciones operativas y el rendimiento óptimo de sus equipos, así como al surgir la necesidad de prestar el servicio mediante terceros pone en funcionamiento el gran motor innovador que constituye el mercado que lleva a condiciones de eficiencia. La decisión de delegación estaría sujeta a la verificación periódica del cumplimiento de los parámetros de estabilidad de frecuencia por parte del operador del sistema (COES), lo que aseguraría que la flexibilidad en la delegación no comprometa la estabilidad del sistema.

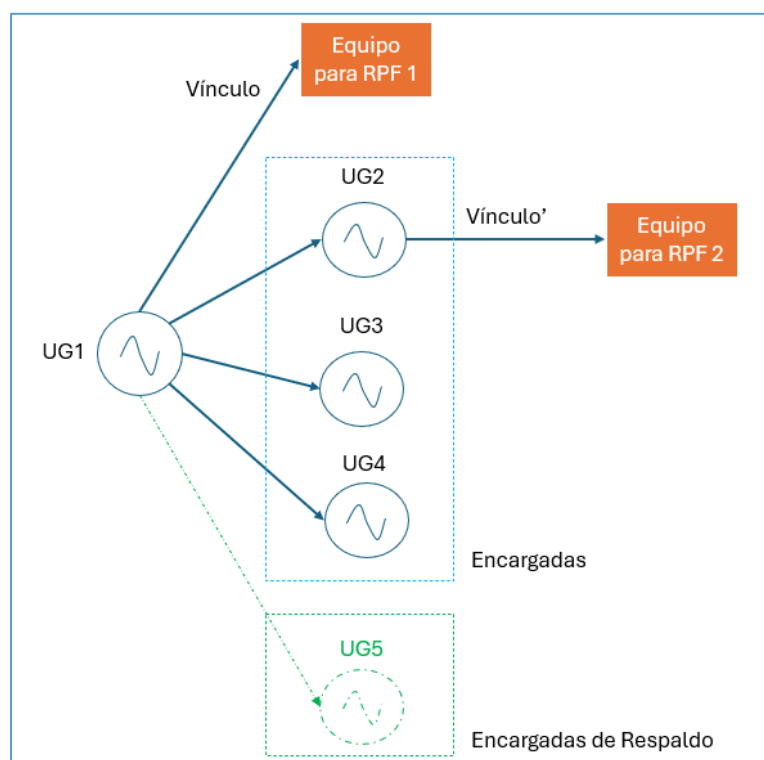


Figura 35. Representación de la libre Delegación

Por otra parte, puesto que la máxima Delegación de reserva de RPF corresponde a la reserva asumida por las Encargadas, es necesario precisar que, el estudio que sustenta dicha magnitud tanto en avenida como en estiaje deberá tomar en cuenta la evaluación del comportamiento dinámico y estacionario debido al traslado del recurso entre los Grupos o Centrales que participan en dicho servicio.

Por otro lado, con la finalidad de ampliar las opciones para brindar el servicio de reserva primaria de aquellos Grupos y Centrales obligados a brindar RPF, se debe considerar que las Encargadas puedan ser cualquier unidad de generación, incluso aquellas que no tienen la obligación, con la única restricción que se encuentren en Operación Comercial.

Selección de Alternativa:

Con la Alternativa 1, la cantidad de RPF se reducirá paulatinamente, porque la capacidad de regulación RPF está en la práctica limitada al porcentaje obligatorio de cada generador.

La elección seleccionada corresponde a la Alternativa 2. Con este enfoque, se reduce las barreras administrativas y se fomenta una mayor flexibilidad operativa, permitiendo que los generadores optimicen su desempeño en función de las condiciones reales, sin necesidad de un proceso burocrático que pueda ser una carga innecesaria y una fuente de retrasos.

Este marco se permitirá una mayor eficiencia en la prestación del servicio de RPF eliminando la necesidad de evaluaciones técnicas detalladas.

2.2.5 Sobre los Equipos para RPF

Para abordar los problemas identificados en la definición de Equipo para RPF del numeral 3.3 del PR-21, se propone una actualización de dicha definición para permitir que este equipo esté vinculado a un Grupo o Central, ya sea en la misma instalación o en una ubicación geográfica diferente. Esta nueva definición permitiría la instalación de equipos para RPF en cualquier punto del SEIN, sin limitar su capacidad máxima, lo que ampliaría considerablemente las oportunidades de integración y aprovechamiento de estos equipos dentro del sistema. Al eliminar la restricción de capacidad y ubicación, se permitiría el aprovechamiento de las economías de escala y distribución del riesgo en las inversiones.

Se propone que la vinculación entre el Equipo RegFrec y un generador pueda ser dinámica por Periodo Horario (p) del día, lo que permitirá que los Equipos para RPF puedan tener múltiples vinculaciones en un mismo día operativo.

Para ello el procedimiento deberá establecer los controles necesarios para recibir las declaraciones de las partes interesadas (titular del equipo y el nuevo generador). Esta declaración de vinculación deberá ser solicitada en el Programa Diario de Operación (PDO) para cada Periodo Horario del día, hasta las nueve (09:00) horas del día previo a su ejecución, de acuerdo con los medios y formas establecidas por el COES. De este modo, siempre que dichos vínculos hayan sido declarados previamente en el PDO, el Equipo para RPF podrá tener una vinculación por Periodo Horario programado y diferentes vinculaciones por día. En caso un Equipo para RPF no esté vinculado a ningún Grupo o Central, este deberá contar con un contrato de suministro que lo respalde. En la Figura 36 se representa esquemáticamente el mecanismo de vinculación.

Este enfoque permitiría una mayor predictibilidad y dinamismo en el uso de los equipos para RPF, incentivando la inversión en estos equipos y permitiendo una mayor participación en la estabilización de la frecuencia del SEIN.

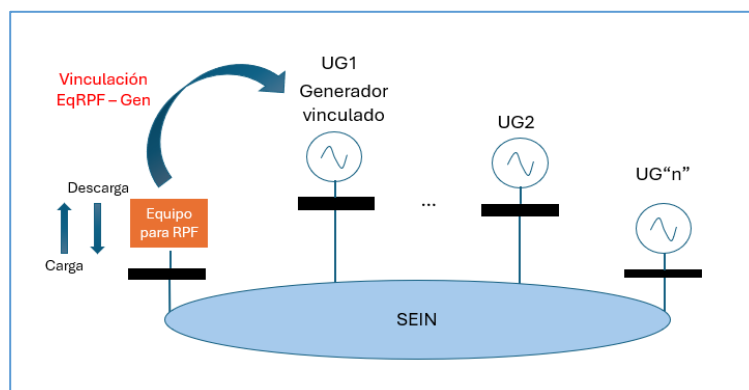


Figura 36. Mecanismo propuesto para la viabilidad de prestación de RPF mediante un Equipo para RPF

Además, la flexibilidad facilitará una gestión más eficiente de los Equipos para RPF, permitiendo su utilización óptima a lo largo del día, adaptándose también a la disponibilidad de los Grupos o Centrales. Así mismo, al permitir que estos equipos sean utilizados de manera más dinámica, se optimizaría el uso de las inversiones realizadas en infraestructura, lo cual, no sólo reduciría el desaprovechamiento de estos equipos debido a mantenimiento o paradas de Grupos o Centrales vinculadas, sino también, contribuiría a una mayor eficiencia operativa en el SEIN, pues esta disponibilidad aumentaría la capacidad de brindar la reserva de RPF en el SEIN.

Para complementar la alternativa de solución propuesta, es importante considerar que, durante el control de frecuencia, los equipos para la RPF tendrán periodos en los que consumirán energía del SEIN (periodos de carga) y otros en los que inyectarán energía al SEIN (periodos de descarga). Dado que se propone permitir la conexión física de estos equipos en cualquier barra del SEIN, es muy probable que estas conexiones se realicen en barras distintas a la barra de entrega de la unidad de generación asociada, lo que implicará la existencia de diferentes costos marginales (CMgCP).

Esta situación exige que se regule adecuadamente el tratamiento de las transferencias de energía activa durante los periodos de inyección en el proceso de carga y de consumo de energía en el proceso de descarga de los equipos para RPF. Para ello, en las transferencias de energía activa se propone lo siguiente:

- a) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF esté vinculado a un Grupo o Central, las inyecciones y los consumos del equipo serán considerados como una Entrega del Grupo o Central vinculado. Si más de un Grupo y/o Central brindan su servicio de RPF mediante un mismo equipo, las inyecciones y consumos del equipo se considerarán como una entrega del Grupo o Central vinculado.
- b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerada como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde.

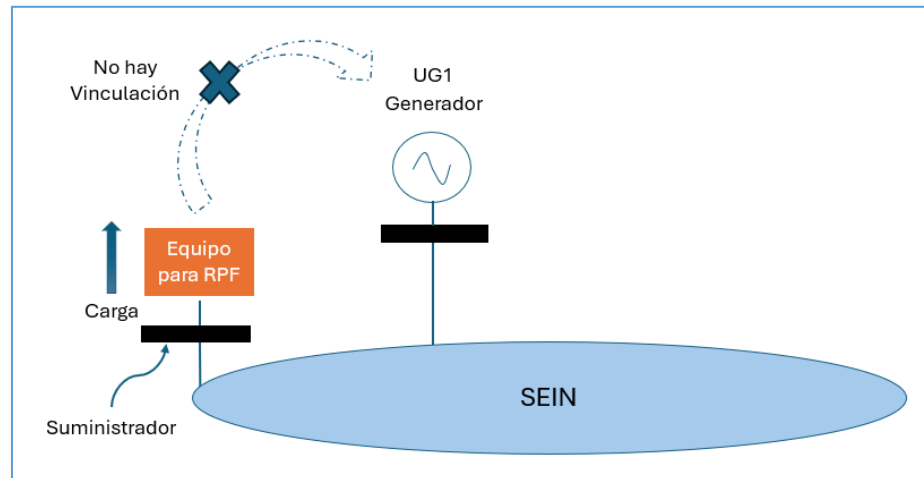


Figura 37. Equipos para RPF sin vinculación

Por otro lado, debido a que la carga y descarga mencionada no impacta en sí en el consumo de combustible de una central térmica, no será necesario su inclusión en las compensaciones de costos variables.

La implementación de esta alternativa fomenta la inversión en Equipos para RPF en diversos puntos de la red, lo que asegura a las centrales locales la disponibilidad del servicio en caso de delegaciones y se superen posibles restricciones de espacio que podrían tener algunas centrales para la implementación de Equipos RPF.

Por otro lado, la flexibilización propuesta y el consecuente incremento de inversiones en Equipos para RPF, ofrece a los generadores la oportunidad de gestionar el lucro cesante generado por su obligación de brindar el servicio de RPF, sin que esto limite el despacho de sus propias unidades de generación.

En resumen, la alternativa de solución no solo implica la redefinición y flexibilización de la ubicación y vinculación de los equipos para RPF, sino que también requiere una actualización del Glosario de términos y ajuste de los procedimientos técnicos actuales para garantizar que estos equipos puedan operar de manera efectiva y eficiente dentro del SEIN.

En cuanto al cálculo de la mensualidad de un proyecto de inversión BESS, dado que el periodo para la recuperación de dicha inversión corresponde al tiempo en el cual deba realizarse el reemplazo del equipo, y considerando que este equipo está destinado al servicio de RPF, la presente propuesta sugiere mantener la metodología actual de la mensualidad, con la posibilidad de evaluar y modificar el tiempo de vida útil "n" del equipo, cada vez que corresponda actualizar dicho cálculo, teniendo en cuenta los avances tecnológicos aplicados en el BESS.

2.2.6 Sobre la información de registros de potencia y frecuencia de los titulares de centrales de generación sin Operación Comercial

Para abordar el problema identificado descrito en el numeral 2.1.6 del presente informe, bajo el amparo del numeral 6.22 de la NTCOTRSI, es necesario incorporar

en el PR-21 las obligaciones de los generadores que no cuentan con Unidades de Generación en Operación Comercial que deben proporcionar el servicio de RPF, el cual, además de ser obligatorio, es permanente y no sujeto a compensación.

Para ello, es importante mencionar que dentro del alcance de la NTCOTRSI se establece las obligaciones de los Integrantes del Sistema están relacionadas con la operación de sus instalaciones, así como la forma y oportunidad de entrega de información necesaria para el cumplimiento de las funciones del Coordinador. Ahora, de acuerdo con el Reglamento de la LCE, el Integrante del Sistema¹⁰ refiere a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

De este modo, puesto que las centrales de generación sin Operación Comercial se encuentran obligadas a entregar el servicio de RPF, es necesario que, para fines de supervisión y fiscalización de Osinergrmin, se incluya una disposición complementaria para incorporar el requerimiento diario de los datos de potencia y frecuencia obtenidos de sistemas de medición altamente calibrados. Con dicha información se ampliará la base de recursos disponibles para mantener la evaluación de la capacidad de respuesta del sistema ante variaciones de frecuencia.

Esto implicaría incluir en el procedimiento, los medios, las condiciones de horizonte, periodicidad y plazos que los generadores deben cumplir para enviar los registros de potencia y frecuencia. Esta propuesta requiere también, habilitar en la plataforma del COES el acceso para que los titulares de centrales de generación sin Operación Comercial remitan su información correspondiente al servicio de RPF.

Por otra parte, debido a registros incompletos de potencia y frecuencia en sistemas aislados, los titulares de las centrales de generación obligadas a brindar el servicio de RPF, adicional a los registros indicados, deberá también remitir el archivo fuente del medidor.

2.2.7 Nomenclatura del Tiempo de Aporte

Una solución efectiva para abordar el problema descrito en el numeral 2.1.7 sería modificar la nomenclatura en el procedimiento vigente para diferenciar claramente los términos y evitar confusiones. Se puede redefinir el término "TA" que se refiere al "Tiempo de Aporte" con una nueva sigla, como "TAp", mientras que se mantiene "TA" para "Tiempo de Arranque" según la Resolución N° 161-2019-OS/CD. Esta modificación garantizaría que no haya ambigüedades en los distintos documentos y facilitaría la correcta aplicación de ambos términos.

¹⁰ Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entiéndase por Integrante del Sistema a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

2.2.8 Sobre la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF”

La solución para el problema identificado en el numeral 2.1.8 es integrar de manera formal la “Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF” dentro del PR-21. Esto garantizaría una mayor coherencia en la gestión de la información relacionada con la evaluación del servicio, eliminando posibles duplicidades y mejorando la trazabilidad y transparencia en la supervisión de los equipos.

Además, para abordar el problema identificado, se debe adecuar las especificaciones de selección del periodo evaluable para el caso de Equipos para RPF, como es el caso del “Filtro de Potencia”¹¹, el cual no aplica a los Equipos para RPF, dado que su potencia entregada está directamente relacionada con la prestación del servicio de RPF, a diferencia de los grupos generadores. En su lugar, se propone que el único criterio de evaluación aplicable sea el “Filtro de Frecuencia”¹², ajustado a las características técnicas y operativas de los Equipos, como las BESS.

2.3 Análisis de la Alternativa de solución seleccionadas

A continuación, se realiza el análisis de los impactos de la propuesta de modificación del PR-21.

2.3.1 Sobre la evaluación del servicio de RPF cuando la central realiza el servicio de RSF

Para evaluar el impacto en la evaluación del cumplimiento de centrales hidroeléctricas, así como térmicas, se presentan los siguientes resultados aplicando la nueva formulación del Cargo por Incumplimiento:

Para evaluar el impacto económico de la alternativa seleccionada, se realizó simulaciones de una central hidráulica y una central térmica de magnitudes importantes para los meses de agosto y diciembre del 2023. Además, se llevó a cabo una evaluación general aplicando la nueva formulación del CargoINC a todas las unidades del SEIN lo cual se presenta en la Figura 38.

¹¹ Para la selección del periodo de evaluación de la RPF se aplican diversas condiciones a los datos de potencia y frecuencia, así los criterios de selección asociados a la potencia el PR vigente lo denomina como “Filtro de Potencia”, así el criterio establece que para aquellos Grupos que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada del Grupo no deberá variar en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.

¹² Filtro de Frecuencia: Sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación $[f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}]$. De estos datos, por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de $(60 + \text{BM} - 0,01) \text{ Hz}$ y otro 20% por debajo de $(60 - \text{BM} + 0,01) \text{ Hz}$.

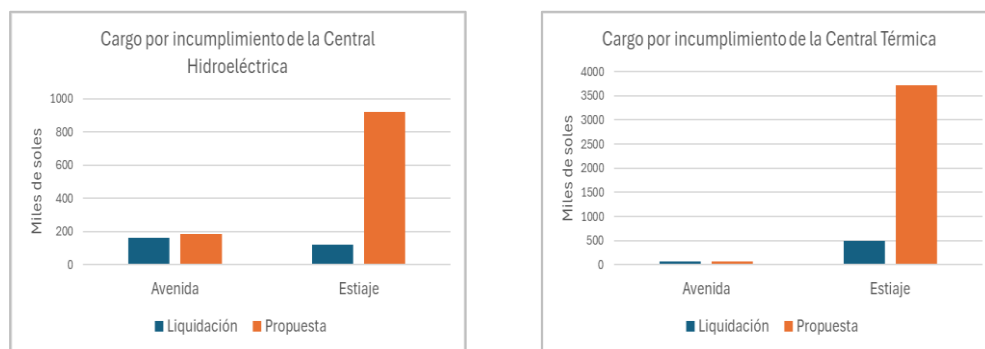


Figura 38. Comparación de los Cargos por Incumplimiento Propuesto vs Existente

La propuesta planteada resultaría en que, en un escenario de estiaje el CargoINC (Figura 38) aumente su valor debido al incremento de incumplimientos (Figura 28). Esto enviaría una señal económica a los Generadores para que brinden un mejor servicio de RPF, ya sea mediante acciones propias en sus máquinas, delegación o inversión en equipos para RPF. Por otro lado, en avenida se observaría un cargo total equivalente al del procedimiento actual, ya que, en este escenario se esperaría que el CargoINC sea determinado en su mayoría de veces por el COR según la ecuación (6) del presente informe.

El efecto de la propuesta se enfoca en aplicar un Cargo por Incumplimiento a los generadores tomando en cuenta no solamente la señal del COR, sino también la relación que existe entre los incumplimientos del servicio de RPF y los Costos Marginales, pues tal como se ha identificado previamente, el cumplimiento del servicio de ciertos generadores variaría según escenario de avenida o estiaje.

Es importante resaltar que, el servicio de prestación de RPF es obligatorio para los generadores, por lo cual, al no brindarse el servicio completamente se les determinará un cargo por incumplimiento.

Como desarrollo de la propuesta, se ha realizado la simulación de los Cargos por Incumplimiento utilizando la metodología propuesta para un mes de avenida (agosto) y estiaje (diciembre) del año 2023. A continuación se muestra el resultado de una central hidráulica y térmica incumplidora, donde observamos que el CargoINC propuesto no resulta exagerado, pues este, en estiaje, es aproximadamente el 2% de su valorización de entregas de energía en el Mercado de energía Spot y asimismo sincera el comportamiento de los generadores que han demostrado un comportamiento estratégico de incumplimiento y que además persisten en dicho incumplimiento, lo cual es suficientemente potente para que los generadores Incumplidores cambien el comportamiento del Servicio de RPF (Ver Tablas 4 y 5).

Tabla 4. Comparación de los Cargos por Incumplimiento Propuesto respecto a la Valorización de Entregas de Energía al Mercado Spot de una Central Hidráulica

Periodo	Energía GWh	Nuevo Cargo por Incumplimiento (Mil S/.)	Ingresos por Energía (Mil S/.)	%
Avenida	162	S/ 184	S/ 15,743	1.17
Estiaje	67	S/ 920	S/ 45,300	2.03

Tabla 5. Comparación de los Cargos por Incumplimiento Propuesto respecto a la Valorización de Entregas de Energía al Mercado Spot de una Central Térmica

Periodo	Energía GWh	Nuevo Cargo por Incumplimiento (Mil S/.)	Ingresos por Energía (Mil S/.)	%
Avenida	175	S/ 74	S/ 18,385	0.40
Estiaje	395	S/ 3,714	S/ 245,712	1.51

Adicionalmente en la Figura 39 se muestra el total de la bolsa del Cargo por Incumplimiento considerando todas las unidades de generación COES que participaron de entrega de RPF, donde se puede apreciar un incremento importante en la estación de estiaje.

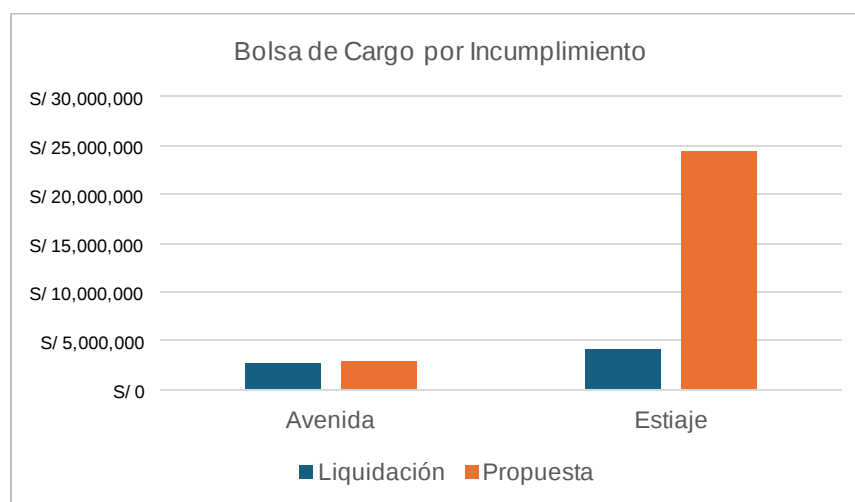


Figura 39. Mecanismo propuesto para la viabilidad de prestación de RPF mediante equipos BESS

Por lo expuesto, con esta metodología se espera mejorar la calidad y seguridad del SEIN al incrementar de cumplimiento de la entrega del servicio de RPF.

2.3.2 Sobre el Sistema de Evaluación de Cumplimiento

El impacto sobre el SEIN, está articulado en el mecanismo del Cargo por incumplimiento (Ver Fórmula 6), donde se propone ejecutar la evaluación por periodo horario en lugar de periodicidad diaria. Reiteramos que la evaluación diaria

al ser un promedio de los tres periodos oculta el Incumplimiento en periodos de mayor demanda de energía del sistema.

2.3.3 Sobre la Distribución de los Cargos de Incumplimiento

Factor de Cumplimiento (FaC)

Un FaC claramente definido incentivará a los Generadores a mantenerse dentro de los límites requeridos, lo que mejorará la seguridad del SEIN. El enfoque claro y preciso que se ha propuesto también reducirá la posibilidad de dificultades en su interpretación y aplicación por parte de los generadores, asegurando que todos los Participantes en el mercado tengan una comprensión uniforme de sus obligaciones y de los criterios para recibir incentivos.

Para evaluar el cambio de la magnitud del FaC actual y el propuesto en el presente informe, la Tabla 6 presenta el cumplimiento promedio mensual a nivel del SEIN de las unidades generadoras que brindan el servicio de RPF, así como el promedio anual de los mismos:

Tabla 6. Cálculo del FaC promedio del 2023

Mes	Base	Media	Punta
1	0.77	0.77	0.77
2	0.71	0.68	0.67
3	0.71	0.68	0.69
4	0.67	0.65	0.63
5	0.66	0.62	0.64
6	0.71	0.70	0.70
7	0.69	0.67	0.70
8	0.66	0.64	0.63
9	0.65	0.65	0.66
10	0.74	0.74	0.74
11	0.70	0.70	0.70
12	0.61	0.63	0.63
Promedio	0.68		

Actualmente, el FaC que define la frontera para que un Generador reciba incentivos por el servicio de RPF es de 0,33. La propuesta es aumentar este umbral a un valor obtenido en función al cumplimiento del servicio de RPF anual, que para el ejemplo de acuerdo con la Tabla 6 correspondería al valor de 0,68.

Esta medida no sólo asegurará que solo aquellos generadores que realmente cumplan con los estándares de la RPF reciban los incentivos por los cargos derivados de los incumplimientos, sino que, también incentivará un mayor cumplimiento del servicio de RPF por parte de los generadores, ya que, este incentivo estará los incentivos tomarán en cuenta el desempeño del cumplimiento.

Incentivos al cumplimiento

La implementación de un esquema de incentivos basado en la evaluación por periodos horarios tendría un impacto significativo en la operación del SEIN. Al

vincular los incentivos directamente con el desempeño en cada uno de los Periodos Horarios, se fomentaría una mayor atención y respuesta por parte de los generadores durante todo el día, garantizando una prestación más uniforme y fiable del servicio de RPF.

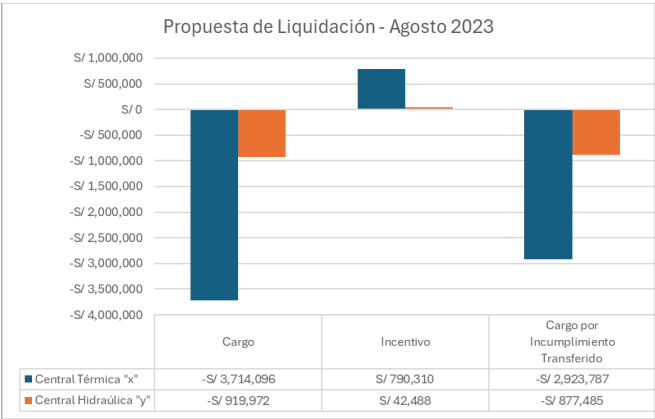
Además, este enfoque podría modificar el comportamiento de los Participantes del SEIN, ya que los generadores tendrían que optimizar sus operaciones no solo para cumplir con los requisitos de RPF en términos generales, sino para hacerlo consistentemente a lo largo de todos los periodos horarios. Esto podría llevar a una distribución más equitativa de los incentivos, donde solo aquellos generadores que demuestren un desempeño sólido en cada periodo reciban la compensación adecuada, evitando lo que sucede cuando se trabaja con cumplimientos promedio, que un rendimiento deficiente en un periodo crítico sea compensado por un buen desempeño de otro periodo.

Tomando en cuenta las evaluaciones del mes de agosto 2023, a continuación, se muestra la distribución de los incentivos para una Central Térmica e Hidráulica con bajo cumplimiento del servicio de RPF:



Fuente: Página web del COES – Liquidaciones del MME

Figura 40. Liquidación del servicio de RPF en el de agosto 2023



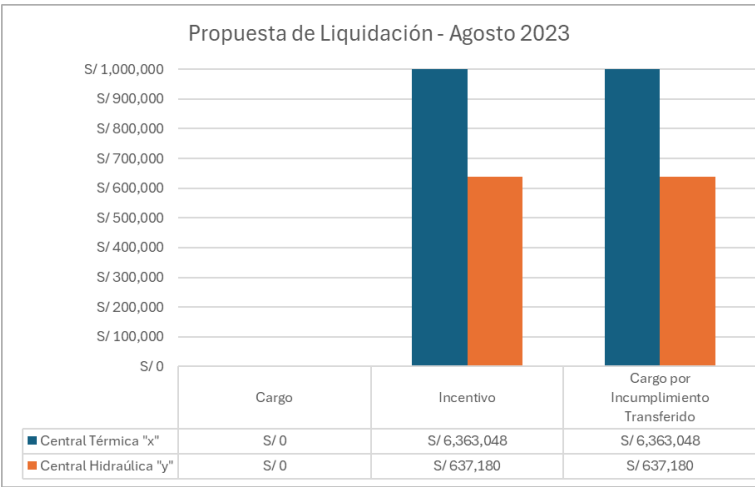
Fuente: Página web del COES – Liquidaciones del MME

Figura 41. Liquidación del servicio de RPF con la metodología propuesta

Mientras que, para el mismo mes, los resultados de liquidación vigente y con la metodología propuesta para una central cumplidora se tiene:



Fuente: Página web del COES – Liquidaciones del IMME
Figura 42. Liquidación del servicio de RPF con la metodología propuesta de centrales cumplidoras



Fuente propia COES
Figura 43. Liquidación del servicio de RPF con la metodología propuesta

Con estos resultados, la presente propuesta busca estimular el cumplimiento del servicio de RPF, incentivando la inversión en nuevas tecnologías y prácticas operativas que fortalezcan la capacidad de los generadores para responder adecuadamente a las necesidades del sistema en tiempo real.

2.3.4 Sobre la Delegación del Servicio de RPF

La propuesta seleccionada otorga a los Generadores Integrantes la flexibilidad de delegar libremente la prestación del servicio de RPF a generadores o Equipos para RPF, eliminando cualquier impedimento que restrinja esta opción. Los principales impactos positivos de esta alternativa son los siguientes:

- Mejora en la eficiencia de los servicios complementarios: Al permitir una delegación sin restricciones, los generadores pueden optimizar el uso de recursos para cumplir con la RPF, lo que incrementa la efectividad y disponibilidad de la reserva primaria de frecuencia en todo el SEIN.
- Reducción de la vulnerabilidad del SEIN ante variaciones de frecuencia: Al ampliar la posibilidad de delegación, se asegura una mayor flexibilidad operativa, lo que disminuye el riesgo de desbalances en la red y mejora la estabilidad y confiabilidad del sistema.
- Reducción de costos y cargos: La delegación libre del servicio de RPF permite a los generadores cumplir más eficientemente con su obligación, reduciendo el riesgo de incumplimientos y, por lo tanto, disminuyendo los cargos asociados a la falta de prestación del servicio.

En resumen, la delegación sin restricciones fomenta una mayor flexibilidad y adaptabilidad en la operación del sistema, permitiendo a los generadores optimizar sus recursos y mejorar la estabilidad del SEIN, al tiempo que se minimizan los costos operativos y penalidades.

2.3.5 Sobre los Equipos para la RPF

La inserción de Equipos para RPF en el SEIN en cualquier punto de la red y sin límites de capacidad es beneficioso para el desempeño del sistema desde el punto de vista de la calidad de la regulación de frecuencia, puesto que, tal como se explicó, la implementación de este equipo reduce los incumplimientos del servicio del RPF brindado por los generadores.

Para evidenciar cuantitativamente los beneficios de flexibilización a la incorporación de equipos para RPF, para la propuesta el COES ha elaborado una herramienta de despacho económico que simula la operación del SEIN bajo restricciones de exigencia del servicio de control de frecuencia donde se prioriza la seguridad del sistema tal como se hace en la realidad. Así tenemos el denominado 'Modelo con Control de Frecuencia'¹³. La modelación de la RPF proporciona una visión clara de los impactos positivos en la operación del sistema eléctrico, facilitando la evaluación de las ventajas económicas obtenidas.

Así, el COES realizó una evaluación de los costos de operación de una semana representativa para avenida y estiaje donde se implementó un equipo para RPF basado en un BESS de 30 MW en las Figuras 44 y 45, respectivamente. Donde se concluye que, el Equipo para RPF reduce el costo de operación del sistema, pues, la Unidad de Generación asociada a este, libera su potencia, reduciéndose el requerimiento de energía adicional y más costosa del SEIN.

¹³ Despacho en Gams que determina una reserva óptima para cada central considerando la inercia y estatismo de las unidades ante una posible salida de 150 MW sin reducir la frecuencia hasta 59,6 Hz

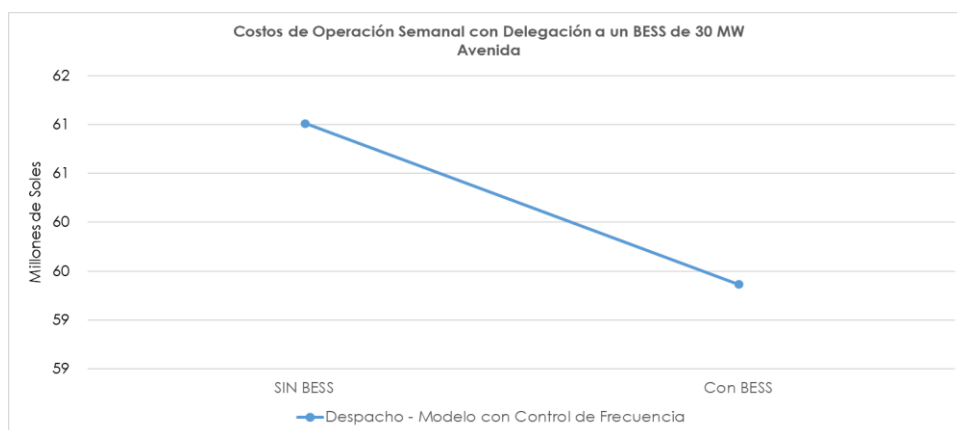


Figura 44. Costos de Operación Semanal con Delegación a un BESS de 30 MW en avenida

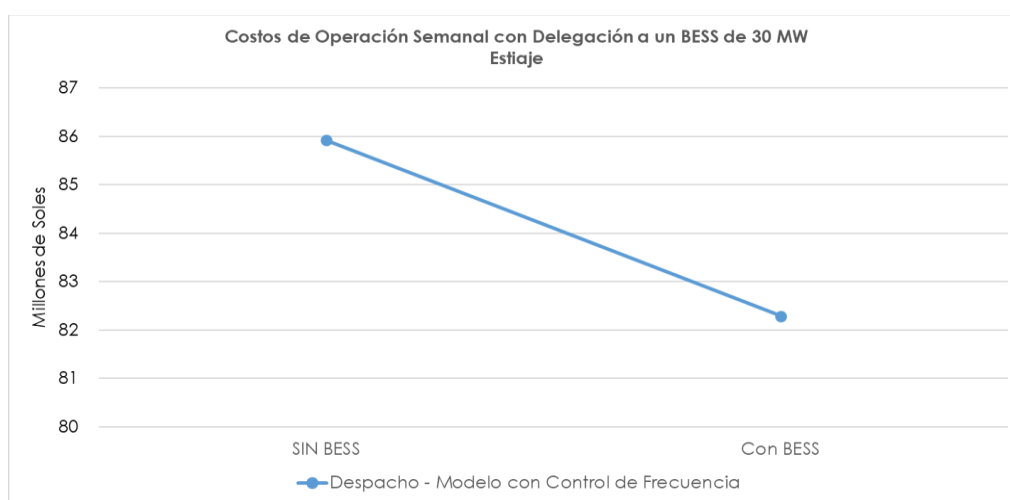


Figura 45. Costos de Operación Semanal con Delegación a un BESS de 30 MW en estiaje

Los resultados obtenidos en la evaluación demuestran que la integración de Equipos para RPF, como las BESS, en el SEIN no solo mejora la calidad de la regulación de frecuencia, sino que también pueden reducir los costos de operación del sistema en escenarios de avenida y estiaje. La capacidad de estos equipos para absorber y liberar potencia de manera eficiente permite que las unidades de generación convencionales optimicen su operación, reduciendo el consumo de recursos más costosos. Esto no solo fortalecerá la estabilidad operativa del sistema, sino que también contribuirá a un SEIN más competitivo y sostenible en el largo plazo.

2.3.6 Sobre la información de registros de potencia y frecuencia de los titulares de centrales de generación sin Operación Comercial

La inclusión de información de potencia/frecuencia de los generadores sin Operación Comercial en el sistema de monitoreo del SEIN mejoraría significativamente la gestión operativa y estabilidad del sistema eléctrico,

permitiendo una mejor calidad de las evaluaciones y estudios. Esto beneficiaría la transparencia y competencia del mercado eléctrico, fomentando un entorno más igualitario.

2.3.7 Sobre la Nomenclatura del Tiempo de aporte

La actualización de nomenclatura del Tiempo de aporte de "TA" por "TAp" facilitará la diferenciación de los parámetros "Tiempo de Arranque" y Tiempo de Aporte" aplicados en los procedimientos COES, lo cual ayudará a evitar confusiones en los conceptos y declaraciones por parte de los agentes.

2.3.8 Sobre la "Nota Técnica para la Evaluación y Calificación del Cumplimiento del Servicio de RPF Prestado por Medio de un Equipo para RPF"

La implementación de la solución que integraría la Nota Técnica en el PR-21 y añadiría el filtro de frecuencia como parte del proceso de evaluación, contribuiría a una mayor claridad y coherencia en el Procedimiento. Aunque no se espera que esta medida tenga un impacto directo significativo en la prestación efectiva del servicio de RPF, sí mejorará notablemente la transparencia y la complementariedad del proceso de evaluación. La aplicación de la Nota Técnica y el filtro de frecuencia permitirá una evaluación más precisa y alineada con las características técnicas de los Equipos para RPF, facilitando una supervisión más eficiente y consistente sin alterar la calidad del servicio

2.4 Propuesta de modificación del PR- 21

Considerando los aspectos objeto de revisión, a los que se refiere los numerales 2.1 al 2.3 del presente informe, y el análisis de la opinión del COES a los comentarios de los agentes consignados en el Anexo 1, así también debido a la cantidad de modificaciones se propone un nuevo texto del PR-21 de acuerdo lo descrito en el Anexo 2.

3. Conclusiones

Teniendo en cuenta a lo sustentado en el presente informe y lo dispuesto en el reglamento COES y la Guía, se recomienda proceder a la publicación de la resolución que aprueba el nuevo PR-21 consignado en el Anexo 2 del presente informe.

[sbuenalaya]

//pcho

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **q1Pk1IOkju**. No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 1

Análisis sobre los comentarios recibidos por la publicación del proyecto de modificación del PR-21 publicado con la Resolución N° 104-2025-OS/PRES (Resolución 104)

1. Comentarios de Huarua Group Power S.A. (HGP)

1.1 Comentario 1 de HGP

Redacción actual:

“Este procedimiento es de cumplimiento para todas las unidades de generación y sus titulares según la Base Legal del numeral 2 del presente procedimiento.”

Propuesta de modificación:

“Este procedimiento es aplicable a todas las centrales de generación conectadas al SEIN con obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de conformidad con lo establecido en la NTCOTRSI, tales como centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas centrales de cogeneración calificadas y cualquier otra tecnología de generación que no se encuentre exonerada por dicha norma.”

Consulta

Considerando una central RER de 45 MW, cuya producción será destinada íntegramente a un usuario libre y que, por fines de respaldo, estará conectada físicamente al SEIN, pero bajo la figura de Generación Distribuida (sin incorporarse como agente del mercado),

¿esta instalación se encontraría comprendida dentro del alcance de la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico N.º 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR21)?

Opinión COES

Corresponde señalar que el Proyecto del PR-21 ha sido elaborado en concordancia con la normativa vigente dentro del alcance de la NTCOTRSI, la cual establece de manera expresa que todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW tienen la obligación de brindar el servicio de RPF con las excepciones que se detallan en la misma norma.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21 debido al presente comentario. Sin embargo, considerando la actualización del numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI, publicada mediante Resolución Directoral N° 192-2025-MINEM-DGE el 28 de octubre de 2025, mediante la cual se elimina la exoneración de la RPF a

las centrales renovables mayores a 10 MW y otorga al Coes remitir la propuesta de modificación del PR-21 en un plazo de 90 días calendario a partir de la fecha de publicación de la modificación, en vista de ello, de acuerdo con la Guía de aprobación de Procedimientos COES corresponde publicar y luego iniciar el proceso de modificación del PR-21 indicado por la Resolución Directoral, en caso corresponda.

1.2 Comentario 2 de HGP

Redacción actual:

"7.2 g) Comunicar al COES en caso un Grupo o Central de su propiedad se encontrará imposibilitada parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Esta comunicación no exime al Generador de la aplicación del numeral 12.1 del presente procedimiento."

Propuesta de modificación:

"7.4 d) Comunicar al COES en caso un Equipo para RPF de su propiedad se encuentre imposibilitado parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia..."

Consulta

Con la incorporación del numeral 7.3 en la Propuesta de Modificación del PR-21, ¿se entiende que, en los casos en que el Equipo para RPF se encuentre en mantenimiento cíclico y, por tal motivo, imposibilitado de ejecutar la RPF, el/los generadores asociados quedarían eximido de la obligación establecida en el numeral 13.1 respecto a la evaluación del servicio?

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 1 de SPR.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

2. Comentarios de Engie Energía Perú S.A. (Engie)

2.1 Comentario 1 de Engie

Literal b) del Numeral 7.2

Se propone modificar el literal b) del numeral 7.2 de la siguiente manera:

"a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. La

información mencionada deberá ser remitida hasta las ~~10:00~~ **14:00** horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES.

(...).”

Sustento

Se propone que el plazo para envío de la información sea hasta las 14:00 horas del día siguiente, ya que en algunos casos se podrían presentar inconvenientes en la descarga y envío de la información que requieran de tiempo para solucionarlo y que, de lo contrario, podrían derivar en incumplimientos. Además, entendemos que el plazo propuesto no interfiere con la evaluación que realiza el COES dado que sus reportes son semanales.

Opinión COES

En desacuerdo. Opinión relacionada con el Comentario 1 y Comentario 8 de Engie y Comentario 4 de Orygen.

En la actualidad, los agentes del sistema remiten diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia hasta las 08:00 horas del día siguiente alcanzando un nivel de cumplimiento aproximado del 98%. Este desempeño refleja un alto grado de automatización, confiabilidad y madurez tecnológica en los sistemas de medición, registro y transmisión de datos implementados por los agentes, lo que asegura la disponibilidad oportuna de la información requerida para la evaluación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Respecto a la integridad, exactitud y puntualidad de la información remitida por el titular Integrante, estos deben contar con mecanismos automáticos de monitoreo, control y generación de alarmas, que les permitan identificar oportunamente cualquier falla en la transmisión o ausencia de datos, a fin de adoptar las medidas correctivas que correspondan y garantizar la continuidad del envío conforme a las disposiciones del PR-21.

Por su parte, la propuesta de modificación al PR-21 consideró ampliar el horario de envío de la información al COES de 08:00 a 10:00 horas, con el propósito de otorgar un margen dentro del horario administrativo regular, el cual busca facilitar la verificación, validación y supervisión directa del personal responsable del envío de datos, permitiendo atender eventuales incidencias menores sin afectar la calidad ni la oportunidad de la información remitida.

Referente a la ampliación del horario de entrega hasta las 14 horas, esta no procede ya que, el horario extendido mencionado en el párrafo anterior considera el alto grado de cumplimiento del envío de información actual de los agentes. Ahora, si bien los reportes de evaluación del servicio son elaborados con frecuencia semanal, ello no implica que el plazo de entrega pueda extenderse sin afectar el proceso de análisis. Por lo cual, mantener el plazo vigente garantiza una adecuada secuencia de trabajo y asegura la oportunidad y consistencia en las evaluaciones realizadas por el COES.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

2.2 Comentario 2 de Engie

Literal c) del Numeral 7.3

Se propone modificar el literal c) del numeral 7.3 de la siguiente manera:

"c) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 14:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES, según sea el caso. Esta obligación no aplica a aquellos Grupos que no operaron durante el día."

Sustento

Conforme al Comentario 1 de Engie.

Opinión COES

En desacuerdo.

Ver opinión del Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

2.3 Comentario 3 de Engie

Numeral 7.4

Se solicita aclarar el numeral 7.4

"7.4 De los titulares de Equipos para RPF

*a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia, potencia y otras señales de entrada necesarias para el modelo obtenidas mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. Esta obligación no aplica a aquellos Equipos para RPF que no operaron durante el día. La información mencionada deberá ser remitida hasta las **14:00** ~~10:00~~ horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. En caso de no recibir esta información del equipo, se considerará como una declaración con valores de cero (0), salvo esta información haya sido declarada por los titulares de los Grupos y Centrales a los cuales estuvo vinculado durante el día de evaluación*

Sustento

Dentro de las obligaciones de los titulares de los Equipos para RPF está el envío de los registros de frecuencia, potencia y otras señales necesarias para el modelo.

Es necesario que el COES especifique explícitamente a que otras señales de entrada se refiere, por lo que se debe precisar y/o definir. Esto con el fin de que los agentes se encuentren preparados con la disposición de esta nueva información que pueda surgir. Asimismo, si todos los agentes conocen las señales que podrían ser exigidas desde el inicio, se garantiza que la información remitida al COES sea consistente.

Opinión COES

Parcialmente de acuerdo.

Respecto al numeral 7.4 del proyecto de modificación del PR-21, es importante mencionar que, adicional a las señales de potencia y frecuencia que se requieren para la evaluación del servicio de RPF, para la utilización de los Modelos del Equipo RegFrec descritos en el numeral 2 del Anexo 3 del mismo Procedimiento, es necesario que el COES cuente con las señales necesarias para la correcta utilización del modelo proporcionado por el Agente.

Para el caso del Modelo Propio y de las señales adicionales que el titular del Equipo RegFrec deberá remitir al COES, estas corresponderán a las variables definidas por el propio titular como Datos de Entrada para la utilización de dicho modelo. Esto se debe a que el titular es quien desarrolla y configura su propio modelo de representación de la respuesta de potencia ante la prestación del servicio de RPF, por lo que resulta el responsable de identificar y reportar las variables necesarias para su correcta utilización del modelo.

En ese sentido, para una mayor aclaración se propone modificar el literal a):

"a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y, potencia ~~y otras señales de entrada necesarias para el modelo~~ obtenidas mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con señal(es) adicional(es) necesarias para la utilización de los Modelos de Equipo RegFrec referidos en el numeral 2 del Anexo 3, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición al segundo.

Para los casos de equipos que brinden el servicio de RPF y RSF de manera simultánea, el titular de dicho equipo deberá remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) con resolución al segundo, esta información no será exigida cuando no se brinde el servicio simultáneo.

Esta obligación no aplica a..."

Respecto a la hora de remisión. Ver opinión del Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal a) del numeral 7.4 del proyecto de modificación del PR-21, teniendo en cuenta la propuesta del Coes.

"a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia, potencias obtenidas mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con señal(es) adicional(es) necesarias para la utilización de los Modelos de Equipo RegFrec referidos en el numeral 2 del Anexo 3, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición al segundo.

Para los casos de equipos que brinden el servicio de RPF y RSF de manera simultánea, el titular de dicho equipo deberá remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) con resolución al segundo, esta información no será exigida cuando no se brinde el servicio simultáneo. Esta obligación no aplica a aquellos Equipos RegFrec que no operaron durante el día. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. En caso de no recibir esta información del equipo, se considerará como una declaración con valores de cero (0), salvo esta información haya sido declarada por los titulares de los Grupos y Centrales a los cuales estuvo vinculado durante el día de evaluación."

2.4 Comentario 4 de Engie

Numeral 10.3

Se solicita aclarar el numeral 10.3

"10.3 En caso el titular del Equipo para RPF requiera modificar los parámetros técnicos de su equipo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica."

Sustento

Sobre la necesidad de informar al COES la nueva configuración, se sugiere establecer un formato estándar, así como los medios respectivos para el envío de la información.

De esta forma los agentes tendrán predictibilidad respecto a la información que exige el procedimiento. Asimismo, los Agentes podrán remitir la información de manera homogénea y a la vez se evita omisiones o reportes incompletos, y se asegura un registro ordenado de cambios y actualizaciones.

Opinión COES

Procede parcialmente. Se modifica el numeral 10.3 de la siguiente manera:

"10.3 En caso el titular del Equipo ~~RegFrec para~~ RPF requiera modificar los parámetros técnicos de su equipo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES, a través de correo electrónico u otro medio que este establezca, la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica."

Por otro lado, no se considera adecuado establecer un formato estándar para la remisión de información, ya que este podría no contemplar parámetros específicos asociados a nuevas tecnologías o modelos de equipos que se incorporen en el futuro. En consecuencia, para este caso, se sugiere mantener la flexibilidad en la presentación de parámetros, el cual permite a los Agentes reportar sin límites las características técnicas de sus equipos.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 10.3 del proyecto de modificación del PR-21, teniendo en cuenta la propuesta del Coes.

"10.3 En caso el titular del Equipo RegFrec requiera modificar los parámetros técnicos de su equipo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES, a través de correo electrónico u otro medio que este establezca, la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica."

2.5 Comentario 5 de Engie

Numeral 10.7

Se pide precisar el numeral 10.7 de la siguiente manera:

*"Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación **temporal** para RPF con el siguiente detalle:*

- a)(...)
- b)(...)
- c)(...)

En caso el agente no comunique su vinculación en el PDO, se tomará por defecto al Grupo o Central definida en su vinculación permanente, según el numeral 10.5.

(...)”

Sustento

En caso un agente con su Equipo para RPF establezca o decida una vinculación permanente, consideramos que es innecesaria la declaración en el PDO. Asimismo, si declara en el PDO una vinculación temporal, esta debe reemplazar a la vinculación permanente.

Opinión COES

Opinión relacionada con los Comentarios 5 y 6 de Engie, Comentario 3 de Kallpa, Comentario 1 de Fénix y Comentario 4 de Celepsa.

Actualmente, el COES se encuentra implementando una plataforma a través de la cual los titulares de los Grupos, Centrales y Equipo ~~RegFrecpara RPF~~ involucrados podrán programar la Delegación y Vinculación.

A través de esta herramienta, dichos titulares podrán registrar la programación de sus Delegaciones o Vinculaciones con más de un día de anticipación pudiendo estas ser modificadas hasta el día anterior a su ejecución. Dicha modificación podrá ser realizada tomando en cuenta los plazos establecidos para la elaboración del PDO indicados en el Procedimiento Técnico COES PR-12 o procedimiento que lo reemplace.

De este modo, se sugiere adicionar lo siguiente en el 10.7:

“10.7 Para la elaboración del PDO,...

- a) ...
- b) ...
- c) *Periodo de vigencia de la Vinculación para RPF*

La solicitud de vinculación con el Equipo ~~RegFrecpara RPF~~ deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central mediante el medio y formato establecido por el COES y confirmada por el titular del Equipo ~~RegFrecpara RPF~~ hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Vinculaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.”

...

”

Lo anterior implica que, la Vinculación y Delegación que se ejecutará podrá ser únicamente aquella incluida en el PDO. En consecuencia, el RDO no contemplará o incluirá nuevas vinculaciones o delegaciones.

Por otro lado, es preciso aclarar que, el Proyecto contempla que la Vinculación existe únicamente entre un Equipo RegFrec y un sólo Grupo o Central siempre que este se encuentre en servicio. Además, puesto que el numeral 10.7 refiere a la programación de las vinculaciones y su periodo de vigencia, para evitar confusiones de temporalidad y permanencia, se considera necesario realizar las siguientes modificaciones en el numeral 10.5:

"Un Equipo ~~RegFrec para RPF~~ podrá establecer una Vinculación para RPF ~~permanente o temporal~~ por cada Periodo Horario, con sólo un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo ~~RegFrec para RPF~~."

Respecto al comentario N°06 de Engie referido a las vinculaciones con respaldo, se considera adecuado la inclusión de una vinculación de respaldo dentro de la programación del PDO. Dicha incorporación permitirá al titular involucrado contar con la opción de programar como respaldo, un sólo Grupo o Central al que pueda ser vinculado el Equipo RegFrec, en caso el Grupo o Central principal vinculado salga de servicio durante la programación establecida. En ese sentido, se sugiere incluir la vinculación de respaldo en el numeral 10.7 de la siguiente manera:

"10.7 ...

d) De manera opcional, comunicar el Grupo o Central de respaldo y Equipo RegFrec para Vinculación, para este caso, deberá incluir el detalle de los literales b) al c) anteriores."

En atención a lo anterior, se considera necesaria la incorporación de declaración de Vinculación ejecutada e incorporarla en el numeral 10.8 del procedimiento.

"10.8 Para cada Periodo Horario programado en el PDO, la Vinculación para RPF se mantendrá vigente, salvo que el Grupo o Central vinculado salga de servicio y además no se disponga de otra vinculación programada.

El resultado de la ejecución de las vinculaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutada la Vinculación programada en el PDO. Para ningún efecto la Vinculación ejecutada podrá ser mayor que la Vinculación programada.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 10.5, 10.7 y 10.8 del proyecto de modificación del PR-21, considerando la propuesta del Coes.

"10.5 Un Equipo *RegFrec* podrá establecer una Vinculación para RPF por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo *RegFrec*."

"10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo *RegFrec* deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- a) Grupo o Central y Equipo *RegFrec* vinculados.
- b) La magnitud de la RA del Grupo o Central que será entregada mediante el Equipo *RegFrec* vinculado.
- c) Periodo de vigencia de la Vinculación para RPF.

La solicitud de vinculación con el Equipo *RegFrec* deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central mediante el medio y formato establecido por el COES y confirmada por el titular del Equipo *RegFrec* hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Vinculaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

- d) De manera opcional, comunicará el Grupo o Central de respaldo y Equipo *RegFrec* para Vinculación, para este caso, deberá incluir el detalle de los literales b) al c) anteriores.

10.8 Para cada Periodo Horario programado en el PDO, la Vinculación para RPF se mantendrá vigente, salvo que el Grupo o Central vinculado salga de servicio y además no se disponga de otra vinculación programada.

El resultado de la ejecución de las vinculaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutada la Vinculación programada en el PDO. Para ningún efecto la Vinculación ejecutada podrá ser mayor que la Vinculación programada."

2.6 Comentario 6 de Engie

Numeral 10.7

Se debe precisar el literal c) del numeral 10.7 de la siguiente manera:

"10.7 Para la elaboración del PDO/RDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- c) **Listado de las centrales o grupos a los cuales estará Vinculado el Equipo de RPF, así como el período de vigencia de la Vinculación para RPF. El listado incluirá a centrales o grupos de respaldo para vinculación en caso la central o grupo principal haya dejado de operar.**

Sustento

Se entiende que el proceso de representación de un Equipo para RPF es dinámico, es decir su operación puede asociarse a diferentes unidades en diferentes momentos, por lo que la información que se envíe debe especificar una lista con las diferentes centrales o grupo a vincular durante el día. Así mismo esta lista debe incorporar una vinculación backup para los periodos en los cuales en tiempo real se presenten escenarios en que la central o grupo vinculada inicialmente en un periodo no opere por algún motivo.

Opinión COES

Ver opinión incluida del Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis del Comentario 5 de Engie.

2.7 Comentario 7 de Engie

Literal b) del Numeral 10.10

Se debe definir a qué se refiere con Generación asociada.

b) *Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, **siempre que el Equipo para RPF se ubique fuera de las instalaciones de una Central de Generación**, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde*

Sustento

Se van a presentar casos en los cuales los Equipos para RPF se encuentran dentro de las instalaciones de las centrales de generación y por ello sus consumos, cuando no se encuentren vinculados, estén asociados a los servicios auxiliares de estas por estar dentro del mismo sistema eléctrico. En estos casos no es necesario que el Equipo para RPF cuente con un contrato de suministro.

Opinión COES

Opinión relacionada con el Comentario 7 de Engie, Comentario 2 de Fénix, Comentario 2 de Kallpa, Comentario 2 de Rep, Comentario 11 de Orygen y Comentario 3 de Ege-Huallaga.

Debemos aclarar que, desde su concepción, dentro del marco regulatorio de los procedimientos del COES, los equipos externos destinados a la regulación de

frecuencia han sido considerados como un accesorio de una central de generación, toda vez que a la fecha no existe regulación vigente que trate a estos accesorios como entidades independientes. Sin embargo, dada la magnitud de estos accesorios y la posibilidad de que se ubiquen en cualquier barra del sistema, es preciso ordenar su operación dentro del Mercado de Corto Plazo dentro del marco legal vigente.

Por ello se ha visto necesario establecer, entre otras reglas, que mientras estos equipos no se encuentren ejerciendo el servicio de regulación de frecuencia, es decir no estén vinculados a algún grupo o central de generación, su única opción de operación es como la de un consumo y por lo tanto para viabilizar este tipo de operación debe figurar un Retiro en las liquidaciones de energía, con todo lo que implica ello, es decir, existir un Participante de MME que haya declarado una Potencia Contratada para que posteriormente solicite la creación de un Retiro para el Equipo RegFrec en cuestión. Todo lo indicado se basa en lo establecido en el RMME, el cual establece que todo Retiro debe tener un contrato de suministro.

Notamos que la redacción del literal b) del numeral 10.10 de la propuesta, ha generado confusión respecto a la necesidad y naturaleza del contrato de suministro. Si bien la regla se encuentra completamente definida al establecer el tratamiento de los consumos del Equipo RegFrec como un Retiro (como se explicó en el párrafo anterior), el objetivo de la especificación de la necesidad de contar con un contrato tuvo como objeto reforzar las condiciones que debe cumplir un Retiro. Sin embargo, creemos conveniente prescindir de la redundancia de refuerzo ajustando el texto de la siguiente manera:

“10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo RegFrec se considerará ...

(...)

*b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un **Retiro**, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde.”*

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal b) del numeral 10.10 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

“b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro.”

2.8 Comentario 8 de Engie

Literal a) del Numeral 13.2

Se sugiere modificar el literal a) del numeral 13.2 de la siguiente manera:

"13.2 Evaluación de la información reportada

- a) *Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF no remita los registros de frecuencia y potencia en los plazos establecidos, se considerará.*
- a.1) *Un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) por cada día que no remitió dicha información, **este incumplimiento se aplica en caso el titular haya superado 4 días acumulados durante el mes con envíos fuera de plazo.***
- a.2) ***Para el envío fuera de plazo de 4 días acumulados la evaluación de cumplimiento del servicio de RPF se realizará con la información remitida extemporáneamente, en caso de no remitir la información se aplica un incumplimiento igual a uno (1).***

Sustento

Se debe tener en consideración que la penalidad por incumplimiento administrativo (plazos para envío de información) no debe ser equivalente a una penalidad por incumplimiento técnico del servicio de RPF ya que ello resultaría desproporcionado.

Por ejemplo, si una central o unidad de generación cumplió con prestar el servicio de RPF conforme a lo establecido en el procedimiento y por algún motivo no pudo enviar su información dentro del plazo, no sería razonable que la penalidad por no cumplir con este requisito administrativo sea igual a la penalidad que se aplica por no prestar el servicio conforme al procedimiento.

En este sentido, se sugiere establecer un umbral máximo de tres (03) días acumulados para el envío de información fuera de plazo, y con la información "fuera de plazo" se deba evaluar el cumplimiento del servicio de RPF.

Opinión COES

En desacuerdo. Opinión relacionada con el Comentario 1 de Engie.

Cabe precisar que la remisión oportuna de la información señalada en los numerales 7.2, 7.3 y 7.4 del Proyecto del PR-21 es indispensable para la evaluación del cumplimiento de la RPF, además que, consideramos la aplicación de lo solicitado conllevaría a menores tiempo de revisión de resultados, e incentivo a demoras de entrega de información, caso contrario, sin la remisión de la información señalada, el COES no podrá verificar si el servicio se está cumpliendo.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

2.9 Comentario 9 de Engie

ANEXO 3

Se recomienda incorporar el numeral 6 al anexo 3:

6. El COES pondrá a disposición de los Agentes los archivos con el código fuente del Modelo Estándar para la evaluación del cumplimiento del RPF (Grupo, Central o Equipo para RPF), así como el simulador de los parámetros estimados.

Sustento

Es necesario que los archivos con el código fuente del Modelo Estándar y el simulador estén a disposición de los Agentes con el fin asegurar la transparencia y trazabilidad de modo que permita realizar un seguimiento a las evaluaciones que realiza el COES.

Opinión COES

El código fuente utilizado para la evaluación del servicio de RPF constituye una herramienta desarrollada de propiedad del COES. Dicha herramienta ha sido puesta a disposición de los Agentes para facilitar la verificación de sus resultados, la cual es de acceso a través de la plataforma Extranet del COES.

En caso de requerir el código fuente, este deberá ser solicitado formalmente al COES para uso exclusivo de la evaluación del servicio de RPF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

3. Comentarios de Fenix Power Perú S.A. (Fenix)

Comentario General

Fenix advierte que las modificaciones actualmente en consulta deben entenderse como provisionales, dado que el Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios, previsto en la Ley N° 32249 y aún pendiente de publicación oficial, definirá un marco normativo que, de resultar aplicable, podría comprender aspectos vinculados al presente procedimiento técnico en revisión.

En tal caso, el PR-21 deberá ser objeto de la correspondiente adecuación una vez que dicho reglamento entre en vigencia, a fin de garantizar la debida coherencia normativa y preservar la consistencia del marco regulatorio aplicable al SEIN.

Análisis

Ver análisis al comentario general de Inland y comentario general de SPR.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21 debido al presente comentario.

3.1 Comentario 1 de Fenix

Numeral 10.5

"10.5 Un Equipo para RPF podrá establecer una Vinculación para RPF permanente o temporal por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central

se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo para RPF.”

En primer lugar, es necesario precisar la cantidad de grupos o centrales que pueden estar vinculados a un mismo Equipo para RPF dentro de un mismo Periodo Horario.

Asimismo, en caso se permita dicha vinculación a múltiples centrales de manera simultánea, se recomienda que se incorpore expresamente en el Estudio de Máxima Delegación de RPF la definición de los límites máximos de reserva que cada equipo pueda asumir en función de las centrales vinculadas.

Por otro lado, si no resulta factible que un Equipo para RPF se vincule simultáneamente a varios grupos o centrales se sugiere modificar el texto en los siguientes términos:

*“10.5 Un Equipo para RPF podrá establecer una Vinculación para RPF permanente o temporal por cada Periodo Horario, con **solo** un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo para RPF.”*

Sustento

Esta precisión es necesaria para brindar una mayor precisión a dicho numeral y de esta manera evitar malinterpretaciones respecto de la vinculación de los Equipos para RPF.

Adicionalmente, sugerimos que el COES evalúe la pertinencia de establecer un límite de reserva que un Equipo para RPF pueda asignar a sus centrales vinculadas, con el fin de garantizar los niveles de seguridad del SEIN.

Opinión COES

Ver opinión al Comentario 5 de Engie y Comentario 3 de Orygen.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis al Comentario 5 de Engie y Comentario 3 de Orygen. Asimismo, se reemplaza Equipo RegFrec por Equipo para RPF.

“10.5 Un Equipo RegFrec podrá establecer una Vinculación para RPF por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo RegFrec.”

3.2 Comentario 2 de Fenix

Numeral 10.10

"10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo para RPF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

[...]

b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde."

Se sugiere modificar el numeral 10.10 literal b) de la siguiente manera:

"Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde siempre que no sea Participante Generador del MME dado que solo en este caso será considerado como un Retiro del mismo generador".

Sustento

Cabe destacar que, cuando el propietario del Equipo para RPF es también un generador, se presenta la dificultad de respaldar la energía utilizada en el proceso de carga mediante un contrato de suministro con su propia operación. Esta limitación se convierte en una barrera de entrada para proyectos con baterías porque el generador se vería obligado a contratar con terceros para respaldar la energía retirada de la BESS, lo que implica condiciones adicionales que podrían desincentivar la inversión.

Opinión COES

Ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis al Comentario 7 de Engie.

3.3 Comentario 3 de Fenix

Numeral 14.1

"14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

- I. La propuesta del Cargo por Incumplimiento (CargoInc) no refleja de manera adecuada los periodos en los que la central no reservó margen para RPF. **En ese sentido, se solicita que la propuesta sea replanteada integralmente, dado que no cumple con el objetivo de la modificación del PR-21.**
- II. Sin embargo, en caso el COES insista en mantener esta formulación, se solicita corregir los siguientes aspectos:

- El Costo Variable para el cálculo del CargoInc para RPF debe calcularse de en función a la Potencia Media de cada Intervalo de Mercado. Por lo tanto, se propone modificar la definición de la variable de la siguiente manera:

*"CV_{g,n,p}. Costo Variable ~~a Potencia Efectiva~~, determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación" o procedimiento que lo reemplace, de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica ~~de mayor capacidad del cual forma parte el~~ del Grupo "g" durante el Intervalo de Mercado "n" en el Periodo Horario "p" determinado en S//MWh **en el nivel de carga que corresponda.**"*

Asimismo, se solicita revisar la definición de la variable t, precisando:

*"t. Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la **Primera Segunda** Disposición Transitoria del presente procedimiento."*

Sustento

- Cuando los CMgCP alcanzan niveles extremadamente elevados, pueden presentarse incumplimientos parciales no atribuibles a la ausencia de reserva de margen para RPF, sino a restricciones internas de la máquina. En tales casos, la formulación propuesta impondría sanciones desproporcionadas. Dado que el objetivo de la modificación es reflejar el lucro cesante, la modificación no asegura un tratamiento adecuado.
- Al determinar el incumplimiento con el Costo Variable en la Potencia Efectiva, no se penalizan apropiadamente aquellos intervalos en los que la central tuvo incentivos para no brindar el servicio de RPF, especialmente cuando operaba con cargas parciales.

En este sentido, calcular el Costo Variable en función de la potencia media del intervalo de mercado y del Modo de Operación del grupo o central permitirá que el cargo por incumplimiento represente de manera más apropiada el propósito de la modificación, asegurando un tratamiento justo y evitando distorsiones en la señal económica.

Opinión COES

Opinión relacionada con el Comentario 1 de Kallpa, Comentario 6 de Celepsa, Comentario 3 de Fenix, Comentario 1 de Inland y Comentario 15 de Orygen

- En desacuerdo respecto a la primera observación. Es importante resaltar la obligación de los titulares generadores de brindar el servicio de RPF, la formulación del Cargo por Incumplimiento es una penalidad asignada al Generador por no prestar la reserva.

La penalidad tiene como finalidad incentivar el cumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), promoviendo la operación eficiente de las unidades de generación que participan en este servicio.

La metodología considerada activa las penalidades únicamente cuando exista un requerimiento de la prestación del servicio de RPF y este no haya sido cubierto por el Grupo o Central con obligación.

El Proyecto ha dispuesto de manera igualitaria a todos los Grupos y Centrales con obligación de brindar el servicio de RPF, diversas medidas orientadas a garantizar el adecuado cumplimiento del servicio de RPF, entre las cuales se incluyen la libre Delegación, flexibilidad de programación de Delegación y Vinculación, la incorporación de las Delegaciones y Vinculaciones de respaldo, así como la liberación de la capacidad de Equipo RegFrec sujeta al porcentaje del margen de reserva para que, el generador pueda prever de estas ante alguna limitación de su Grupo o Central. Asimismo, se ha considerado un periodo de adecuación que permita a los titulares adoptar las acciones necesarias para tomar en consideración a las disposiciones propuestas.

En ese sentido, se considera que los titulares de Generación con obligación de brindar el servicio de RPF disponen del tiempo, mecanismos y alternativas suficientes para garantizar la correcta prestación del servicio.

En aquellos casos en que las unidades de generación, por su naturaleza constructiva o tecnológica, no cuenten con la capacidad técnica para ejecutar el servicio de RPF, o cuando, por alguna circunstancia operativa o técnica, se encuentren temporalmente limitadas para cumplir con dicha obligación, el titular dispone de mecanismos habilitados por la normativa vigente para asegurar el cumplimiento del servicio y cubrir dichas eventualidades. Cabe destacar que, en caso un generador reduzca su producción debido a una falla en el regulador de velocidad no contribuye a la seguridad del sistema.

Ahora bien, distinguir penalidades en función del tipo de causalidad del incumplimiento implicaría considerar que los incumplimientos del servicio de RPF son de diferente impacto en el SEIN, lo cual no resulta coherente con la finalidad técnica del esquema de penalización, cuyo propósito es incentivar la confiabilidad del servicio.

Por otro lado, consideramos consistente mantener un tratamiento uniforme de las penalidades independientemente del origen o causa específica del incumplimiento, siempre que se verifique la no prestación del servicio de RPF.

- II. De acuerdo con la segunda observación. Se considerará el CV correspondiente al intervalo de mercado del modo de operación que haya operado durante mayor tiempo, del cual forma parte el Grupo "g", dentro del intervalo de mercado correspondiente al Periodo Horario "p". En ese sentido se propone la siguiente modificación en el numeral 14.1 variable CV:

" $CV_{g,n,p}$: Costo Variable ~~a Potencia Efectiva~~, del Intervalo de Mercado "n" determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación" o procedimiento que lo reemplace, considerando la producción ejecutada de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica que haya operado durante mayor tiempo ~~de mayor capacidad~~ del cual forma parte el Grupo "g" ~~durante el Intervalo de Mercado "n"~~ en el Periodo Horario "p" determinado en S//MWh."

Respecto a la variable de transición "t", es correcto modificar su definición del numeral 14.1 de "Primera" a "Segunda" Disposición Transitoria.

"t: Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la ~~Segunda~~~~Primera~~ Disposición Transitoria del presente procedimiento."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificarla definición de $CV_{g,n,p}$ en el numeral 14.1 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

" $CV_{g,n,p}$: Costo Variable; del Intervalo de Mercado "n" determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación" o procedimiento que lo reemplace, considerando la producción ejecutada de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica que haya operado durante mayor tiempo del cual forma parte el Grupo "g" en el Periodo Horario "p" determinado en S//MWh."

Asimismo, la definición de la variable de transición "t" del numeral 14.1 quedará redactada de la siguiente manera:

"t : Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del presente procedimiento."

3.4 Comentario 4 de Fenix

Anexo 3, numeral 1.3

"1.3 Para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:

[...]"

Se recomienda precisar de la siguiente manera:

"Numeral 1.3 Para la evaluación ~~diaria~~ **de cada Periodo Horario**, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo **para un intervalo de evaluación de cinco (05) minutos**, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua..."

Sustento

Se debe precisar que el intervalo de evaluación corresponde a cinco (05) minutos, a fin de mantener coherencia con los filtros de potencia y frecuencia aplicados.

Asimismo, resulta necesario aclarar que la evaluación se realiza por cada Periodo Horario, ya que al mencionarse únicamente como "evaluación diaria" podría interpretarse que se refiere a la totalidad del día y no a cada periodo horario individual.

Opinión COES

Opinión relacionada con el Comentario 13 de Orygen, Comentario 2 de Statkraft, Comentario 4 de Fenix, Comentario 4 de Orizon B&T, Comentario 6 de Kallpa y Comentario 1 de COES.

El Proyecto del PR-21 requiere especificar el intervalo de tiempo que será considerado para evaluar el servicio de RPF por cada Periodo Horario. Cabe indicar que dicha especificación fue incluida en la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico COES N° 21 presentada por el COES mediante Carta COES/D-031-2025 y en la Respuesta del COES a las Observaciones de Osinergrmin a la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico del COES N°21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" en la Carta COES/D-588-2025.

De este modo, consideramos que, puesto que el servicio es obligatorio y continuo, la selección representativa de un periodo aleatorio de 5 minutos es capaz de demostrar si la unidad de generación cumple con su obligación del servicio de RPF en cualquier intervalo evaluado.

En ese sentido estamos de acuerdo con la propuesta de Fenix y considerar el numeral 1.3 del Anexo 3 de la siguiente manera:

"1.3 Para la evaluación ~~diaria~~ **de cada Periodo Horario**, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo **para un intervalo de evaluación de cinco (05) minutos**, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua..."

Análisis

Actualmente, la evaluación del cumplimiento de la RPF se realiza solo en quince (15) minutos de los 1440 minutos por día, o sea solo del 1,041% del total del tiempo lo cual resulta una pequeña muestra para lograr el objetivo y finalidad de la regulación primaria de frecuencia, lo cual puede ser perjudicial para la seguridad de la operación del SEIN, cuando el suministro es continuo durante las 24 horas diarias.

El sustento del Coes solo se basa que basta una muestra aleatoria de 5 minutos por Periodo Horario, sin demostrar conceptual ni técnicamente su propuesta. En ese sentido, la evaluación debe ser continua durante las 24 horas del día, tal como se especifica en el numeral 1.3 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, sin embargo, para evitar confusión se precisa el numeral 1.3 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21:

“1.3 La evaluación de la RPF se realizará en cada Periodo Horario, para lo cual se recopilará medidas de la frecuencia a razón de 1 muestra/segundo durante todo el tiempo que abarque cada Periodo Horario, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:”

3.5 Comentario 5 de Fenix

Anexo 3, numeral 1.3, literal e)

“1.3 Para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:

[...]

e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a) o b), según corresponda, y c) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20% a 15% la restricción indicada en el literal c) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0).”

Se solicita precisar el Anexo 3 – Numeral 1.3 literal e) con el siguiente texto:

“Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a) o b), según corresponda, y c) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20% a 15% la restricción indicada en el literal ~~e)~~ d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0).”

Sustento

El literal c) hace referencia al filtro de potencia cuando la central está conectada al AGC. Sin embargo, la redacción correcta debe señalar el literal d), dado que este es el que corresponde a los filtros de frecuencia. Esta precisión es necesaria para mantener la coherencia entre los criterios de evaluación y evitar interpretaciones erróneas en la aplicación del procedimiento.

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 4 de Statkraft.

De acuerdo con el Comentario 5 de Fénix, la reducción del 20% al 15% corresponde a ser aplicados en los filtros de frecuencia indicados en el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, en ese sentido, corresponde hacer la siguiente modificación en el literal e) del numeral indicado:

*e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), ~~e~~ b) o c), según corresponda, y d) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20%*a2 a 15%*a3 la restricción indicada en el literal ~~e~~ d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a2 y a3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria."*

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal e) del numeral 1.3 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, considerando la siguiente redacción:

"e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), b) o c), según corresponda, y d) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20%*a2 a 15%*a3 la restricción indicada en el literal d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a2 y a3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria."

3.6 Comentario 6 de Fenix

Anexo 3, numeral 2.1 Evaluación con el Modelo Propio

"A partir del modelo comunicado por el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF, el COES determinará la potencia de salida del Grupo, Central o Equipo para RPF correspondiente a la frecuencia del intervalo de evaluación definido en el numeral 1 del presente Anexo.



Figura A3.01. Representación gráfica del Modelo Propio

Donde:

[...]

Pref: Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2 del presente procedimiento; para el caso de sistema de almacenamiento de energía con baterías este parámetro tendrá valor cero (0)."

Se sugiere precisar la definición de Pref de la siguiente manera:



*"Pref: Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2 del presente procedimiento; **para el caso de sistema de almacenamiento de energía con baterías este parámetro tendrá valor cero (0).**"*

Sustento

Un Equipo para RPF puede operar simultáneamente como Equipo para RSF, recibiendo en ese caso señales SetPoint del AGC. Por ello, resulta incorrecto asumir que la variable Pref tendrá siempre valor cero.

Opinión COES

De acuerdo con lo indicado, en el caso el Equipo RegFrec brinde de manera simultánea la RSF, se debe tener en cuenta que el SetPoint recibido por el AGC es diferente de cero. En ese sentido, se sugiere considerar en el numeral 2.1 del Anexo 3 correspondiente a la "Evaluación con el Modelo Propio" el siguiente texto:

*"Pref: Potencia consigna del Grupo, **e** Central **o** Equipo RegFrec.*

Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2

En caso de que, el Equipo para RPF brinde simultáneamente el servicio de RPF y RSF, este parámetro corresponderá a la potencia consigna del

AGC (SetPoint) indicado en el literal a) del numeral 7.4 del presente procedimiento; si el Equipo se utiliza exclusivamente para la RPF, el SetPoint de este equipo ~~para el caso de sistema de almacenamiento de energía con baterías este parámetro~~ tendrá valor cero (0)."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la definición de Pref del numeral 2.1 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, considerando la siguiente redacción:

"Pref : Potencia consigna del Grupo, Central o Equipo RegFrec.

Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2

En caso de que, el Equipo para RPF brinde simultáneamente el servicio de RPF y RSF, este parámetro corresponderá a la potencia consigna del AGC (SetPoint) indicado en el literal a) del numeral 7.4 del presente procedimiento; si el Equipo se utiliza exclusivamente para la RPF, el SetPoint de este equipo tendrá valor cero (0)."

3.7 Comentario 7 de Fenix

Numeral 13.2 literal a), Numeral 13.3 literal d) y Anexo 3 - Numeral 4 literal g)

Se sugiere precisar expresamente que la penalización aplicable no solo corresponda a los casos de incumplimiento, sino que la RPNS asociada a la aplicación de los numerales mencionados también se considere al 100%.

Sustento

La inclusión de esta precisión garantiza que, en aplicación de los numerales señalados, una central que incurra en incumplimiento no pueda percibir incentivos por cumplimiento de RPF.

Opinión COES

De acuerdo con lo indicado.

Tal como indica el comentario de Fenix, corresponde la aplicación automática de Incumplimiento (INC = 1) debido a alguna de las siguientes situaciones:

- No remisión de información dentro del plazo establecido, numeral 13.2 a).
- No levantar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de 07 meses calendario, numeral 13.3 d).
- Presentar inconsistencia el día de evaluación, cuando ya se acumula 22 días o más calificados como inconsistentes, numeral 4, literal g) Anexo 3.

En ese sentido, resulta pertinente precisar que, en dichos casos, el RPNS será automáticamente de 100%.

En ese sentido se sugiere realizar la precisión indicada de la siguiente manera:

"

13.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo ~~RegFrec para RPF~~ no remita los registros de frecuencia y potencia en los plazos establecidos, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un $\%RPNS = 100$ por cada día que no remitió dicha información.

(...)

"

"

13.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

(...)

- d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo ~~RegFrec para RPF~~ no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo, Central o los Grupos y Centrales que brinden el servicio de RPF mediante el Equipo ~~RegFrec para RPF~~ involucrado, tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un $\%RPNS = 100$ mientras que, el Equipos RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán, hasta que el COES emita una carta expresando conformidad con el adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF."

(...)

"

"

4. Calificación del cumplimiento

(...)

- g) En caso de que el Grupo o Central acumule veintidós (22) o más días con datos calificados como inconsistentes dentro de una ventana móvil de 31 días, incluyendo el día de la evaluación, y presente inconsistencias en el día de la evaluación, se considerará automáticamente un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un $\%RPNS = 100$.

(...)

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 13.2, 13.3 y el numeral 4 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la propuesta del Coes. Por lo tanto, el literal a) del numeral 13.2 quedará redactado de la siguiente manera:

"a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no remita los registros de frecuencia, potencia Setpoint y otra(s) señal(es) adicional(es) necesaria(s) para la utilización de los Modelos referidos en el numeral 2 del Anexo 3 de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec, en los plazos establecidos en los numerales 7.2 y 7.4, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100 por cada día que no remitió dicha información."

Asimismo, el literal d) del numeral 13.3 quedará redactado de la siguiente manera:

"d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo, Central o los Grupos y Centrales que brinden el servicio de RPF mediante el Equipo RegFrec involucrado, tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un %RPNS=100; mientras que, el Equipo RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán hasta que el COES emita una carta expresando la conformidad del adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF."

Finalmente, el literal g) del numeral 4 del Anexo 3 quedará redactado de la siguiente manera:

"g) En caso de que el Grupo o Central acumule veintidós (22) o más días con datos calificados como inconsistentes dentro de una ventana móvil de 31 días, incluyendo el día de la evaluación, y presente inconsistencias en el día de la evaluación, se considerará automáticamente un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100."

3.8 Comentario 8 de Fenix

Anexo 3, numeral 4, literal h)

4. Calificación del cumplimiento "h) *El incumplimiento del Periodo Horario de un Grupo será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de los Grupos del servicio de RPF.*"

Se propone que se publiquen los valores de RPNS de cada Periodo Horario. Asimismo, deberán incluirse la evaluación de las Encargadas en los periodos en que

se evaluó a la Delegante, así como el Delegante en los periodos en que la Encargada fue evaluada.

Sustento

La incorporación de esta medida busca fortalecer la transparencia en las evaluaciones de RPF, permitiendo un seguimiento más detallado y una validación más robusta de los resultados

Opinión COES

De acuerdo con lo indicado.

Los reportes indicados por Fenix corresponden a archivos de salida utilizados para la elaboración del reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF. En ese sentido, se procederá con la publicación indicada dentro de los archivos necesarios para el numeral 5.1.

Por lo tanto, se sugiere hacer la siguiente modificación:

"5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

"5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF."

3.9 Comentario 9 de Fenix

12. Programación de la Reserva para RPF

"[...]"

Pot Disponible MW_{ipo} : Potencia máxima (en MW) que puede entregar un Grupo "i" para el despacho económico en el período de optimización "po". La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una..."

Se propone precisar que la Potencia Disponible se determine también considerando los incrementos de potencia, de manera que refleje la capacidad real de los grupos o centrales.

Sustento

En concordancia con lo establecido en el literal correspondiente, donde se consideran las reducciones de potencia efectiva, resulta coherente que también se incluyan los incrementos que puedan presentarse.

Por ejemplo, en los casos actuales de upgrade en la TG3 de la CT Chilca 1 y de la CT Olleros, donde la potencia máxima real de dichos grupos o centrales supera los valores de potencia efectiva aprobados, según el PR-17. Por lo tanto, incorporar esta precisión permitirá que la programación de la reserva refleje de manera más precisa la capacidad disponible de las unidades.

Opinión COES

En desacuerdo.

La Potencia efectiva constituye el valor técnicamente comprobado y aprobado que puede ser entregado de manera sostenida y segura.

El uso de una potencia superior a la Potencia Efectiva con fines de programación introduce un nivel de incertidumbre, pues esta correspondería a una declaración del titular generador, del cual no se podría determinar un grado de certeza respecto hasta qué valor podría alcanzar dicha potencia.

En atención a la seguridad del SEIN, resulta más prudente programar la reserva en base a un escenario con información técnica comprobada, en lugar de sobredimensionar una reserva en atención a una potencia a una disponibilidad no verificada.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

3.10 Comentario 10 de Fenix

Anexo 3 – Numeral 1.3 literal b), c), d) y e)

Se propone precisar la forma y el momento de aplicación de los filtros de frecuencia y potencia en los siguientes casos:

Para las Delegantes durante el periodo de evaluación de sus Encargadas; Para las Encargadas en el periodo de evaluación de la Delegante; Para las Encargadas cuando existan múltiples delegaciones; y Cuando se presenten vinculaciones con un Equipo para RPF que asuma total o parcialmente la reserva de la central vinculada.

Sustento

Es necesario definir con claridad cuándo y cómo deben aplicarse los filtros de potencia y frecuencia, especialmente en escenarios con múltiples delegaciones y/o

vinculaciones. Esto otorgará mayor transparencia y consistencia a la evaluación de la RPF.

Opinión COES

De acuerdo con el comentario.

Dado que la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF para un Grupo o Central toma en consideración las Delegaciones entre Grupos y Centrales además de la prestación de servicio de un Delegante mediante un Equipo RegFrec vinculado, se considera adecuado incluir dentro de la metodología para establecer el intervalo de evaluación, las consideraciones a ser tomadas cuando en intervalo evaluado un Grupo o Central brinde su servicio de RPF a través de las Delegaciones y/o vinculaciones. Dicha información permitirá proporcionar a los titulares involucrados las condiciones bajo las cuales fueron evaluadas sus unidades de generación. En ese sentido, se sugiere adicionar el literal f) en el numeral 1.3 del Anexo 3 lo siguiente:

“Para el caso de Delegaciones y Vinculaciones se considerará lo siguiente:

Cuando los valores del Cd, $\%R_{Equipo}$ o la suma de estos sea menor a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará los filtros establecidos en el numeral 1.3 del Anexo 3 a la Delegante, Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará estos filtros a dicho equipo.

Cuando los valores del Cd, $\%R_{Equipo}$ o la suma de estos sea igual a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará solamente el filtro de potencia para la Delegante, y el filtro de potencia y frecuencia a las Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará los filtros de potencia y frecuencia a dicho equipo.

El intervalo de evaluación de las Encargada(s), su Delegante y de los Equipos RegFrec vinculados a un Grupo o Central Delegante deberá ser el mismo. En caso de que una Encargada cuente con un Equipo RegFrec, este también estará sujeto al mismo intervalo. Durante dicho intervalo, las Delegaciones y Vinculaciones deberán mantenerse co.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde incorporar el literal f) al numeral 1.3 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

“f) Para el caso de Delegaciones y Vinculaciones se considerará lo siguiente:

Cuando los valores del Cd, $\%R_{Equipo}$ o la suma de estos sea menor a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará los filtros establecidos en el numeral 1.3 del Anexo 3 a la Delegante, Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará estos filtros a dicho equipo.

Cuando los valores de C_d , $\%R_{Equipo}$ o la suma de estos sea igual a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará solamente el filtro de potencia para la Delegante, y el filtro de potencia y frecuencia a las Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará los filtros de potencia y frecuencia a dicho equipo.

El intervalo de evaluación de las Encargada(s), su Delegante y de los Equipos RegFrec vinculados a un Grupo o Central Delegante deberá ser el mismo. En caso de que una Encargada cuente con un Equipo RegFrec, este también estará sujeto al mismo intervalo. Durante dicho intervalo, las Delegaciones y Vinculaciones deberán mantenerse constantes.”

3.11 Comentario 11 de Fenix

Anexo 3, numeral 4

“4. Calificación del cumplimiento

[...]

b) Para la evaluación del cumplimiento, a cada Grupo o Central, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total (ΔPt) el cual se determina de la siguiente manera:

[...]”

Para el cálculo de la RE, se propone que la Pref de la Delegante durante el periodo de evaluación de la Encargada, cuando la delegación sea al 100%, corresponda a la potencia promedio.

Sustento

Dado que los periodos de evaluación de la Encargada y la Delegante pueden diferir, cuando el coeficiente C_d entre ambas sea igual a 1 no resulta coherente estimar la Pref de la Delegante mediante el Modelo Estándar o el Modelo Propio, ya que en esa condición la Delegante deja de ejercer cualquier control de RPF.

En este sentido, la opción más adecuada es que la Pref utilizada para el cálculo de la RE corresponda a la potencia promedio real de la Delegante en el intervalo de evaluación, lo cual asegura mayor consistencia y representatividad en el resultado.

Opinión COES

La evaluación de la RPF es una prueba virtual que, una vez estimados los parámetros del sistema, se inicia utilizando la potencia de referencia estimada para ejecutar la prueba escalón. Esta prueba tiene como objetivo medir el aporte, partiendo de una frecuencia base de 60 Hz. En este contexto, el uso del Pref estimado resulta adecuado, ya que representa un valor no afectado por variaciones de frecuencia, es decir a frecuencia nominal.

Es importante destacar que, incluso cuando la delegación es del 100 %, al desactivarse el regulador, el Grupo y/o Central aún dispone de una potencia de referencia (potencia consigna) que le permite modificar su generación. Por tanto, utilizar la potencia promedio como potencia de referencia puede incorporar dinámicas adicionales, provenientes de otros sistemas de control o de la interacción con el sistema eléctrico, las cuales no deben considerarse en esta evaluación.

Adicionalmente, al comparar la potencia de referencia real de una máquina, la potencia estimada por el modelo Kumpli y la potencia promedio, se observó que el error asociado al Pref estimado fue de 1.34%, mientras que el de la potencia promedio fue de 1.54%. Esto demuestra que el Pref estimado ofrece una mayor precisión, por lo que es consistente su uso en todos los casos, independientemente de la cantidad delegada (Cd).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

3.12 Comentario 12 de Fenix

Anexo 5, numeral 2.2

"2. Evaluación con el Modelo Estándar que incluye un Equipo para RPF

[...]

2.2 Asimismo, el estatismo de los Grupos o Central se determina de acuerdo con la fórmula (1).

$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \quad \dots (1)$$

PEf: Potencia Efectiva del Grupo o Central. En caso de Grupos hidráulicos, el valor será declarado por la empresa"

Se sugiere modificar el Anexo 5 – Numeral 2.2 el siguiente texto:

"PEf: Potencia Efectiva del Grupo o Central. ~~En caso de Grupos hidráulicos, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.~~"

Sustento

Cabe destacar, que los grupos de las centrales hidráulicas cuentan con valores de potencia efectiva establecidos en las cartas de aprobación emitidas por el COES, los cuales se encuentran consignados en sus respectivas fichas técnicas. En ese sentido, consideramos pertinente eliminarlo.

Opinión COES

De acuerdo con el comentario.

La formulación del numeral 2.2, referido al estatismo del Grupo o Central, establece que dicho parámetro se determina en función de la Potencia Efectiva. No obstante, para el caso particular de los Grupos hidráulicos, se señala que, dicho valor será el declarado por la empresa propietaria.

En atención al comentario recibido, se considera pertinente actualizar dicha disposición, precisando que el valor de Potencia Efectiva deberá corresponder al aprobado en los Ensayos de Potencia Efectiva. En aquellos casos que aún no se cuente con un valor de Potencia Efectiva aprobada por el COES, se empleará el valor declarado por su Titular, conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico PR-20, hasta que se disponga con el valor aprobado en el ensayo correspondiente.

En ese sentido, se sugiere hacer la siguiente modificación en el numeral 2.2 del Anexo 5 y 2.2 del Anexo 3:

"

PEf: Potencia Efectiva del Grupo o Central. ~~En caso de Grupos hidráulicos, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.~~ En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20.

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la definición de P_{ef} en el numeral 2.2 del Anexo 3 y el numeral 2.2 del Anexo 5 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

" P_{ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central.-En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20."

4. Comentarios de Kallpa Generación S.A. (Kallpa)

Comentario General de Kallpa

Kallpa menciona que, en relación con el asunto de la referencia, se señala que, si bien las modificaciones propuestas tienen como objetivo introducir señales de mercado más adecuadas, promover una mayor competencia en la prestación de los servicios y aplicar el principio de que el costo sea asumido por quien genera la necesidad del mismo, se considera que dichas modificaciones deben ser analizadas de manera integral. En particular, se estima que los cambios planteados en los Proyectos de modificación de los

Procedimientos Técnicos del COES N.º 21 y 22 deben discutirse en el marco de la revisión del reglamento que regulará el funcionamiento del mercado de servicios complementarios, actualmente en elaboración por el Ministerio de Energía y Minas, a raíz de las modificaciones introducidas a la Ley N.º 28832 mediante la Ley N.º 32249.

Asimismo, se destaca que los cambios propuestos en los Proyectos de Procedimiento revisten una relevancia crítica para el funcionamiento del mercado de servicios complementarios, especialmente en lo referido a la regulación de frecuencia, uno de los servicios más importantes para la seguridad del SEIN. Dada su importancia estratégica, cualquier ajuste normativo en este ámbito debería evaluarse con una visión sistémica y de largo plazo, garantizando su coherencia con el marco regulatorio que se encuentra en proceso de definición.

Finalmente, advierte que la aprobación de modificaciones a los Procedimientos Técnicos N.º 21 y 22 antes de contar con el Reglamento definitivo podría generar señales contradictorias al mercado y afectar la predictibilidad y estabilidad regulatoria. Es previsible que, una vez aprobado dicho Reglamento, se deban revisar y eventualmente modificar las condiciones establecidas en los procedimientos técnicos, lo que implicaría ajustes sucesivos e innecesarios. En consecuencia, se considera prudente postergar la aprobación de los Proyectos de Procedimiento hasta contar con el Reglamento correspondiente, a fin de asegurar coherencia normativa y brindar señales claras y estables a los agentes del mercado.

Análisis

Ver análisis al Comentario General de Inland y al Comentario General de la SPR.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21 debido al presente comentario.

4.1 Comentario 1 de Kallpa

Numeral 14 - Cargo por incumplimiento de los grupos en operación comercial

El numeral 14.1 del Proyecto señala lo siguiente:

"14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

(...)

"

Al respecto, consideras que el Referido numeral debe modificarse de acuerdo con lo siguiente:

"14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando las siguientes fórmulas ~~(2)~~:

(1) Si se comprueba que una unidad de generación que deja de dar RPF cuando el CMg se incrementa:

$$CargolNC_{g,p} = INC_{gp} \times \%RA \times \text{Max} \left[t \times dp \times \sum_{n=1}^{N_{ip}} ((CMg_{g,n,p} - CV_{g,n,p}) \times P_{g,n,p}), \quad CORp \times Pprom_{g,p} \right] \dots (2)$$

Donde:

g	:	Grupo "g".
p	:	Periodo Horario.
n	:	Intervalo de Mercado.
$CargolNC_{gp}$	:	Cargo por incumplimiento del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".
INC_{gp}	:	Nivel de incumplimiento del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".
$\%RA$	:	% Reserva primaria asignada determinada en el estudio anual indicado en el numeral 5.4.
t	:	Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la Primera Disposición Transitoria del presente procedimiento.
N_{ip}	:	Número de Intervalo de Mercado "n" en el Periodo Horario "p".
$CMg_{g,n,p}$	:	Costo marginal de corto plazo en botes del Grupo "g" para el Intervalo de Mercado "n" en S./MWh en el Periodo Horario "p".
$CV_{g,n,p}$	:	Costo Variable a Potencia Efectiva, determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación" o procedimiento que lo reemplace, de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoelectrica de mayor capacidad del cual forma parte el Grupo "g" durante el Intervalo de Mercado "n" en el Periodo Horario "p" determinado en S./MWh.
dp	:	Factor de conversión de S./MWh a S./MW. $dp = \frac{24}{\text{Número de Intervalos de Mercado de un día}}$
$P_{g,n,p}$	:	Potencia en botes (en MW) del Grupo "g" para el Intervalo de Mercado "n", en el Periodo Horario "p".
$CORp$	:	Costo de Oportunidad correspondiente a cualquier Periodo Horario "p", se determina como: $\frac{COR}{\text{Número de Periodos Horarios del día}}$ en (S./MW-Periodo)
$Pprom_{g,p}$	:	Potencia promedio en botes de generación del Grupo "g" en el Periodo Horario "p" (MW).

(2) Si una unidad de generación, por algún motivo que escapa de su control (falla de su regulador de velocidad o equipo de RPF, indisponibilidad fortuita de sus encargadas, etc.) deja de aportar una parte o el total de la RPF asignada y, por ende, no hay correlación entre el CMg y el INC asignado:

$$CargolNC_{g,p} = INC_{gp} \times \%RA \times CORp \times Pprom_{g,p}$$

Sustento

La fórmula del cargo por incumplimiento del Proyecto no hace distinción entre los siguientes escenarios:

- (1) una unidad de generación que deja de dar RPF cuando el CMg se incrementa.
- (2) una unidad de generación que ha venido cumpliendo, pero por algún motivo que escapa de su control (falla de su regulador de velocidad o equipo de RPF, indisponibilidad fortuita de sus encargadas, etc.) deja de aportar una parte o el total de la RPF asignada.

En efecto, en la definición de los criterios de incumplimiento de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), se propone considerar una segunda fórmula de evaluación que no penalice a aquellas unidades que, por fallas o limitaciones en sus reguladores, no puedan entregar efectivamente RPF, pero que sí reduzcan su inyección de energía para mantener la reserva rotante comprometida. De esta manera, se reconoce el esfuerzo de la unidad por sostener la seguridad del

sistema, aun cuando no logre participar directamente en el control primario de frecuencia.

Asimismo, debe precisarse que existen unidades o centrales que, por su propia naturaleza técnica, no pueden brindar RPF. En estos casos, la aplicación directa del esquema de incumplimiento no responde a una condición de precio marginal elevado, sino simplemente a la imposibilidad de la unidad de cumplir con la prestación, la cual podría estar debidamente sustentada. Esta situación genera un incentivo no deseado: dichas unidades, al no poder recuperar vía RPF lo que perciben por costo marginal, se verían motivadas a dejar de ofrecer este servicio, afectando la eficiencia y confiabilidad del sistema.

Por ello, se plantea que el pago de la diferencia entre el costo marginal y el costo variable solo sea aplicable cuando la unidad de generación haya tenido una inyección efectiva de energía al SEIN. Con ello se asegura que el esquema de remuneración y penalización se enfoque en aquellas unidades que realmente aportan al sistema, evitando distorsiones y desincentivos en la provisión de RPF.

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 3 de Fenix

Análisis

Ver Análisis del Comentario 3 de Fenix.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

4.2 Comentario 2 de Kallpa

Numeral 10 - Equipo para RPF y su vinculación para RPF

El numeral 10.10 del Proyecto señala lo siguiente:

"10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo para RPF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

- a) (...)
- b) *Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un **contrato de suministro que lo respalde.**"*

Sustento

Al respecto, se requiere precisión respecto de qué tipo de contrato de suministro de respaldo se requiere.

Al respecto, es importante una precisión sobre el contrato de suministro de respaldo que se solicita para equipos de RPF no vinculados, en atención a la claridad y predictibilidad con la que debe aprobarse la regulación.

Opinión COES

Ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 7 de Engie.

4.3 Comentario 3 de Kallpa

Numeral 10 – Equipo para RPF y su vinculación para RPF

El numeral 10.7 del Proyecto señala lo siguiente:

“10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- a) (...)
- b) (...)
- c) (...)

La solicitud de vinculación con el Equipo para RPF deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central y confirmada por el titular del Equipo para RPF hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p).”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

“10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- a) (...)
- b) (...)
- c) (...)

La solicitud de vinculación con el Equipo para RPF deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central y confirmada por el titular del Equipo para RPF hasta las 1200.00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p).”

Sustento

Consideramos que el tiempo para poder informar las vinculaciones debe de ser mayor para cubrir los tiempos que necesitará el generador para (1) evaluar si requerirá la vinculación de alguna de sus unidades de generación con un equipo para RPF, (2) enviar la solicitud de vinculación con un equipo de RPF, (3) esperar la evaluación y confirmación del titular del equipo de RPF y (4) enviar la confirmación al COES.

Opinión COES

Opinión incluida en el Comentario 5 de Engie

En ese sentido, respecto a la programación de las vinculaciones, se considera adecuado realizar la siguiente modificación en el numeral 1.4 del Anexo 5:

"

1.4 ...

En caso el titular elija el Modelo Individual, este deberá definir la magnitud que asumirá el Equipo RegFrec para RPF y definir en el PDO, según lo indicado en el numeral 10.7, para ello deberá incluir en su comunicación el porcentaje $\% R_{Equipo}$ el cual es el porcentaje de participación del Equipo RegFrec en RPF sobre la reserva (RA) de su Grupo o Central vinculado, donde RA es la Reserva asignada conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21). de participación en la reserva que resulta de la diferencia entre la reserva asignada y la reserva encargada, como se muestra en la Figura A5.01.

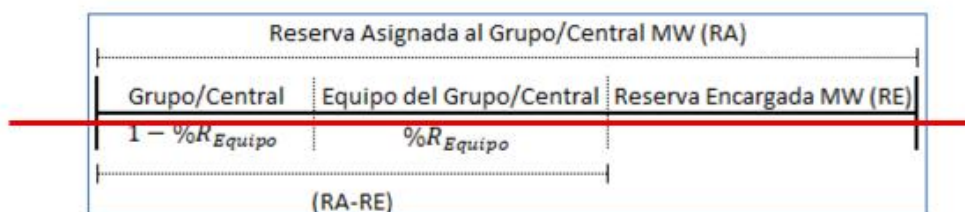


Figura A5.01: Distribución de la Reserva Asignada (RA) del Modelo Individual.

Donde:

$\% R_{Equipo}$: ~~Porcentaje de participación del Equipo RegFrec para RPF en la reserva (RA-RE).~~

RA : ~~Reserva Asignada para RPF del Grupo o Central, conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21.~~

RE : ~~Reserva Encargada, magnitud de reserva que el Grupo o Central ha delegado a sus Encargadas, conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21.~~

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del Coes.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 1.4 del Anexo 5 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

"1.4 (...) "

En caso el titular elija el Modelo Individual, este deberá definir la magnitud que asumirá el Equipo RegFrec y definir en el PDO, según lo indicado en el numeral 10.7, el porcentaje $\% R_{\text{Equipo}}$, el cual es el porcentaje de participación del Equipo RegFrec en RPF sobre la reserva (RA) de su Grupo o Central vinculado, donde RA es la Reserva asignada conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21)." "

4.4 Comentario 4 de Kallpa

Numeral 10.1 – Equipo para RPF y su vinculación para RPF

El numeral 10.1 del Proyecto señala lo siguiente:

"10.1 El ingreso, ampliación y repotenciación de los Equipos para RPF deberán cumplir con los requisitos y características técnicas establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20) o procedimiento que lo sustituya."

Al respecto, considera importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

"10.1 El ingreso, ampliación y repotenciación de los Equipos para RPF deberán cumplir con los requisitos y características técnicas establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20) o procedimiento que lo sustituya. Asimismo, el titular del Equipo para RPF, que no sea un generador, deberá contar con título habilitante"

Sustento

Considera necesario la exigencia del título habilitante para poder brindar el servicio de RPF mediante Equipos para RPF, siempre que se trate de un nuevo agente que preste este servicio en el sistema, y que no cuente con título habilitante previamente, como sí es el caso de los generadores. En este último caso, a los generadores no se les debería requerir un nuevo título habilitante para los Equipos para RPF, más aun considerando que, en algunos casos, actualmente, existen generadores que ya prestan este servicio con Equipos como las BESS.

Este requisito asegura que el agente haya pasado por los procesos de evaluación y aprobación establecidos por las autoridades competentes, garantizando que cuenta con las autorizaciones legales y regulatorias necesarias.

Adicionalmente, disponer de título habilitante otorga al COES la facultad de verificar la idoneidad técnica, operativa y de seguridad del equipo, asegurando que efectivamente pueda brindar el servicio de RPF en condiciones confiables y conforme a los estándares del SEIN. De esta forma, se evitan riesgos de incorporación de equipos que no cumplan los requisitos técnicos mínimos, protegiendo tanto la seguridad del sistema como la equidad en la participación de los distintos agentes del mercado eléctrico.

Opinión COES

Observación fuera del alcance del COES, no corresponde al PR-21 definir el alcance solicitado por Kallpa.

Análisis

No corresponde la precisión solicitada debido a que bajo la normativa vigente un Equipo RegFrec puede dar la el servicio de RPF está supeditada a la vinculación directa con un Generador.

Es importante mencionar que, el proyecto del PR-21 como los informes de sustento se explicó que los Equipos RegFrec para la el servicio de RPF serán asociados a un Generador del MCP, por lo que un Agente que no sea Generador no podría brindar directamente el servicio de RPF debido a la limitación normativa.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21 debido al presente comentario.

4.5 Comentario 5 de Kallpa

Anexo 3 – Evaluación del cumplimiento de la RPF

El numeral 2 del Anexo 3 del Proyecto señala lo siguiente:

"2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación del servicio de RPF, el COES utilizará por defecto el Modelo Propio conforme a lo establecido en el literal a) siguiente. En caso el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF se encuentre en proceso de presentar o aprobar su Modelo Propio, durante ese periodo el COES realizará la evaluación empleando un Modelo Estándar definidas en el literal b) siguiente:

a) Modelo Propio

El Modelo Propio es una adaptación derivada del Modelo Homologado que sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo para RPF. El Titular propietario de la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación.

La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a

Operación Comercial, mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.

Para que el COES apruebe el uso de este Modelo Propio, el Titular deberá presentar un informe sustentatorio que cumpla con los siguientes requisitos:

- i. Información utilizada para el desarrollo de las comparaciones indicadas en los numerales iii y iv.
- ii. Modelo de Planta del Grupo, Central y/o Modelo del Equipo para RPF adaptado y compatible con la herramienta informática de evaluación de la RPF. El Modelo Propio deberá ser derivado (simplificado) del Modelo Homologado aprobado por el COES.
- iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo. El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo para RPF, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia.
- iv. Comparación del Modelo Propio respecto al modelo homologado aprobado COES. Deberá demostrar en un mínimo tres (03) pruebas, con diferentes escenarios de variación de frecuencia, una representación similar al modelo homologado aprobado COES. Los resultados obtenidos de dichas pruebas no deberán superar una diferencia relativa del 5% entre los valores de potencia de salida del modelo homologado aprobado COES y la del Modelo Propio.
- v. Indicaciones de uso del Modelo Propio

En caso de ser aprobado el uso del Modelo Propio, la evaluación del servicio de RPF se realizará según lo establecido en el numeral 21 del presente Anexo"

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

"2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación del servicio de RPF, el COES utilizará por defecto el Modelo Estándar ~~Propio~~ conforme a lo establecido en el literal ~~ba)~~ siguiente. ~~Opcionalmente, En caso~~ el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF ~~puede se encuentre en proceso de~~ presentar o aprobar su Modelo Propio, ~~durante ese periodo el COES realizará la evaluación empleando un Modelo Estándar definidas considerando lo indicado~~ en el literal ~~ab)~~ siguiente.

a) Modelo Propio

El Modelo Propio ~~es una adaptación derivada del Modelo Homologado que~~ sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo para RPF. El Titular propietario de

la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación.

~~La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial, mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.~~

Para que el COES apruebe el uso de este Modelo Propio, el Titular deberá presentar un informe sustentatorio que cumpla con los siguientes requisitos:

- i. Información utilizada para el desarrollo de las comparaciones indicadas en los numerales iii y iv.
- ii. Modelo de Planta del Grupo, Central y/o Modelo del Equipo para RPF adaptado y compatible con la herramienta informática de evaluación de la RPF. El Modelo Propio ~~deberá~~ podrá ser derivado (simplificado) del Modelo Homologado aprobado por el COES.
- iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo. El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo para RPF, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R^2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia.
- ~~iv. Comparación del Modelo Propio respecto al modelo homologado aprobado COES. Deberá demostrar en un mínimo tres (03) pruebas, con diferentes escenarios de variación de frecuencia, una representación similar al modelo homologado aprobado COES. Los resultados obtenidos de dichas pruebas no deberán superar una diferencia relativa del 5% entre los valores de potencia de salida del modelo homologado aprobado COES y la del Modelo Propio.~~
- v. Indicaciones de uso del Modelo Propio

En caso de ser aprobado el uso del Modelo Propio, la evaluación del servicio de RPF se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo."

Sustento

En primera instancia, debemos considerar que el modelo de Homologación elaborado en base al PR-20, constituye un modelo muy complejo construido en un software determinado, que contiene diversas señales de entrada provenientes del sistema eléctrico y lazos de control, y cuyo fin es distinto a la evaluación del cumplimiento de la RPF. Por otro lado, el Modelo Propio para la evaluación de la RPF, corresponde a un modelo construido en un software distinto, que se diseña para representar de forma más precisa el control de frecuencia de la unidad de

generación o equipo para RPF, toda vez que lo que se requiere es verificar, con mucha precisión, si la unidad de generación aporta el servicio de RPF y, a partir de ello, asignar las penalidades respectiva.

Dicho esto, hasta la fecha, muchas unidades de generación vienen siendo representadas correctamente con el Modelo Estándar, no existiendo necesidad de contar con un modelo propio. Por ello, **la evaluación con el Modelo Propio debería ser opcional y nuna imposición como se pretende en el Proyecto.**

Por otro lado, la construcción de un Modelo Propio demanda lo siguiente:

- i) inversión en consultorías especializadas.
- ii) Programación y ejecución de pruebas adicionales (por la precisión del lazo de control de velocidad que se busca).
- iii) tiempo razonable para poder construir el modelo matemático a partir de la información obtenida en las pruebas.
- iv) Elaborar el informe de sustento ante el COES y la eventual absolución de observaciones.

Además, no se debe perder de vista que, en virtud del principio de razonabilidad, recogido por la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, (en adelante, la "LPAG") las decisiones cuando creen obligaciones deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

Por lo anterior, **no resulta razonable que el Modelo Propio sea una exigencia y mucho menos que sea presentado en el expediente de solicitud de Operación Comercial,** toda vez que retrasaría el ingreso de nuevos proyectos y los compromisos contractuales que puedan tener los titulares de los referidos proyectos.

Opinión COES

Opinión al Comentario 5 de Kallpa, Comentario 5 de Statkraft, Comentario 5 de Orizons y Comentario 19 de Orygen

Respecto al uso por defecto del Modelo Propio, consideramos que el Proyecto debe tomar en cuenta las disposiciones establecidas en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN", tales como:

- Para el caso de las CGNC y CGC, las Pruebas de Homologación aplican a aquellas con una potencia nominal igual o mayor a 20 MW, excepcionalmente a aquellas menores a 20 MW que se detecte vulnere la seguridad del SEIN.
- Los Equipos RegFrec no ingresan en Operación Comercial.
- Centrales de Generación menores a 20 MW sólo deben gestionar ante el COES la obtención de la Conformidad de Inicio de Operación Comercial.

Lo anterior implica que se genere un vacío para los aquellos casos en los que no se disponga de un Modelo Homologado, o no se considere la evaluación de todos los equipos que no cuenten con Operación Comercial, para el presente caso, específicamente los Equipos RegFrec.

En ese sentido, habilitar la opción de evaluación mediante un Modelo Propio o un Modelo Estándar, no sólo garantiza la cobertura integral de los distintos escenarios mencionados anteriormente, sino también, permite al Titular involucrado, evaluar su mejor representatividad de su servicio de RPF mediante diferentes opciones de modelamiento.

Es importante señalar que la propuesta del PR-21 incorpora una mejora en la metodología utilizada para la determinación del Cargo por Incumplimiento del servicio de RPF. Esta actualización modifica el enfoque del cálculo de la penalidad por incumplimiento del servicio. En ese sentido, se entiende el titular involucrado procurará obtener resultados más certeros en sus evaluaciones de cumplimiento, por lo cual, buscará utilizar el modelo mejor que represente la respuesta de la potencia por RPF.

Respecto a los plazos para la aprobación del Modelo Propio, se considera adecuado incluir dentro del numeral 2 del Anexo 3, el tiempo requerido para el envío de observaciones, así como el de aprobación de dichos modelos. Al respecto de los plazos, se toma en consideración para ambos casos un tiempo de 20 días hábiles

Por otro lado, en caso de ocurrir la actualización del Modelo Homologado, se sugiere incorporar este debe ser actualizado en caso lo considere el titular de dicho modelo, caso contrario deberá informar al COES indicando que las modificaciones realizadas no afectan al modelo elaborado para la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF.

En ese sentido, se sugiere considerar las siguientes modificaciones en el numeral 2 del Anexo 3:

“

2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación del servicio de RPF, el COES utilizará por defecto el Modelo ~~Estándar~~^{Propio} conforme a lo establecido en el literal ~~ba)~~ siguiente. ~~Opcionalmente En caso~~ el titular del Grupo, Central o Equipo ~~RegFrec para RPF podrá se encuentre en proceso de presentar al COES o aprobar~~ su Modelo Propio ~~considerando lo indicado, durante ese periodo el COES realizará la evaluación empleando un Modelo Estándar definidas~~ en el literal ~~ab)~~ siguiente:

a) Modelo Propio

El Modelo Propio es una adaptación derivada del Modelo Homologado, ~~excepto cuando el titular no disponga de este~~, que sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo ~~RegFrec para RPF~~. El Titular propietario de la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación.

~~La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial; mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.~~

Para que el COES apruebe el uso de este Modelo Propio, el Titular deberá presentar un informe sustentatorio que cumpla con los siguientes requisitos:

- i Información utilizada para el desarrollo de las comparaciones indicadas en los numerales iii y iv.
- ii Modelo de Planta del Grupo, Central y/o Modelo del Equipo ~~RegFrec para RPF~~ adaptado y compatible con la herramienta informática de evaluación de la RPF. El Modelo Propio deberá ser derivado (simplificado) del Modelo Homologado aprobado por el COES, ~~excepto cuando el titular no disponga de este.~~
- iii Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo.

El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo ~~RegFrec para RPF~~, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R^2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia. ~~Los escenarios de evaluación corresponderán a 3 por cada modelo considerando para cada uno de ellos los filtros de frecuencia en un intervalo de 5 minutos que cumpla el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, y 2 intervalos de 4 minutos con valores del $20\% \cdot a_2$ y $15\% \cdot a_3$ según lo establecido en el literal e) del mismo numeral.~~

- iv Comparación del Modelo Propio respecto al modelo homologado aprobado COES.

Deberá demostrar en un mínimo tres (03) pruebas, con diferentes escenarios de variación de frecuencia, una representación similar al modelo homologado aprobado COES. Los resultados obtenidos de dichas pruebas no deberán superar una diferencia relativa del 5% entre los valores de potencia de salida del modelo homologado aprobado COES y la del Modelo Propio. ~~No aplica si no cuenta con modelo homologado.~~

- v Indicaciones de uso del Modelo Propio

En caso de ser aprobado el uso del Modelo Propio, la evaluación del servicio de RPF se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo. ~~El plazo para emitir observaciones al Titular involucrado será hasta 20 días hábiles, posterior a la subsanación de observaciones, el COES tendrá un plazo máximo de 20 días hábiles para aprobar o denegar el Modelo Propio~~

En caso se modifique el Modelo Homologado, y el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec utilice un Modelo Propio, este deberá actualizar dicho modelo o informar al COES que el mismo no requiere ajustes o modificaciones. Hasta que ello ocurra, se mantendrá la vigencia del último Modelo Propio utilizado.

Análisis

En desacuerdo con el comentario de Kallpa y opinión del COES. Como menciona Orygen en su comentario 19, ya se cuenta con los modelos homologados y no debería utilizarse un modelo estándar. Ahora, si bien los modelos cuentan con medidas o parámetros que no son necesarios para la medición de la RPF, el proyecto de modificación del PR-21 en su numeral 2 del Anexo 3 se solicita una adaptación derivada del Modelo Homologado.

Sin perjuicio de lo mencionado, corresponde adecuar el ítem iii. del numeral 2 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

“iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo.

El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec para RPF, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R^2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia. Los escenarios de evaluación corresponderán a 3 por cada modelo considerando para cada uno de ellos los filtros de frecuencia en un intervalo de 5 minutos que cumpla el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, y 2 intervalos de 4 minutos con valores del $20\% \cdot a_2$ y $15\% \cdot a_3$ según lo establecido en el literal e) del mismo numeral.”

4.6 Comentario 6 de Kallpa

Anexo 3 - Evaluación del cumplimiento de la RPF

El numeral 1.3 del Anexo 3 del Proyecto señala lo siguiente:

“1.3 Para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...) ”

Al respecto, considera importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

~~“1.3 Para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos~~

~~se~~ cada día de evaluación, se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos para cada Periodo de Base, Periodo de Media y Periodo de Punta (estos periodos son los especificados en el Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronostico de la demanda a corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", o el que lo reemplace), haciendo un total de tres periodos para periodos para un día de evaluación, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. La elección de los periodos tendrá en cuenta lo siguiente:

(...) "

Sustento

Considera que la evaluación del cumplimiento de la RPF de cada segundo del día corresponde a una **tarea sumamente compleja y que no agregaría valor a la evaluación del cumplimiento de la RPF**. Debemos recordar que la respuesta dinámica de los reguladores de velocidad es del orden de segundos, por lo que resultaría imposible evaluar si en dicho intervalo de 1 segundo la unidad de generación ha cumplido o no con el servicio de RPF.

Asimismo, la evaluación actual (selección de periodos aleatorios) y las penalidades asociadas, han venido proporcionando señales adecuadas para que los generadores puedan mejorar sus niveles de cumplimiento.

Asimismo, la metodología vigente ha venido proporcionando señales adecuadas para que los generadores mejoren progresivamente sus niveles de cumplimiento. En este sentido, un cambio regulatorio debe ser razonable y no generar cargas onerosas en términos de tiempo o recursos. Si bien una evaluación de todos los periodos podría parecer lo ideal en teoría, en la práctica no aporta mayor valor frente al esquema actual, que realiza tres evaluaciones diarias sobre periodos de 5 minutos y que permite verificar con alto grado de certidumbre el cumplimiento efectivo del servicio de RPF.

Opinión COES

Opinión relacionada con el Comentarios 4 de Fénix.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 4 de Fenix. Asimismo, el mismo COES en la propuesta de modificación del PR-21, en el numeral 4.2 del informe COES/D/DO/SME-INF-001-2025 VERSIÓN 2.0 y que forma parte del sustento del presente informe, actualmente se estaría presentado incumplimientos del servicio obligatorio de la RPF.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21 debido al presente comentario.

5. Comentarios de Red de Energía del Perú S.A. (Rep)

5.1 Comentario 1 de Rep

General

Resulta necesario que el proyecto normativo incorpore de manera expresa las disposiciones contenidas en la Ley N° 32249, a fin de asegurar su coherencia con el marco legal vigente y evitar vacíos o contradicciones en la regulación de la materia.

Opinión COES

En desacuerdo con el Agente. El comentario presentado es de carácter genérico y no identifica contradicciones concretas entre la normativa vigente y la propuesta de modificación del PR-21.

Entendemos que, de la revisión de Osinergrmin, no se ha identificado inconsistencias entre la Ley N° 28832, incluida su modificación mediante la Ley N° 32249, y el contenido de la propuesta de modificación del PR-21. En todo caso, si el reglamento introduce disposiciones adicionales o elementos nuevos, se evaluará y procederá con las modificaciones que correspondan.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

5.2 Comentario 2 de Rep

Numeral 10.10, literal b

Solicitamos la **modificación del texto** a fin de que no se limite únicamente a la exigencia de un contrato de suministro, en atención a que el titular del Equipo puede ser un **Agente que brinda Servicios Complementarios**, supuesto en el cual no requiere dicho contrato.

Razón por la cual, proponemos la siguiente redacción:

*“b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con **el Título de Agente de Servicios Complementarios o, en su defecto, con un contrato de suministro que respalde los retiros del MCP.**”*

Solicitamos corregir la fórmula de la metodología de cálculo contenida en el Anexo 4, puesto que existe un error en dicha fórmula.

Dice:

$$M = \frac{INV \times i \times (1 + i)^n}{(1 + n)^n - 1} \times FOyM \dots (1)$$

$$M = INV \times FRCM \times FOyM$$

$$FRCM = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + n)^n - 1}$$

Donde:

$FRCM(i,n)$ = Factor del Recuperación del Capital Mensual. FRCM: se calcula para la Tasa Mensual "i" y "n = 120" FOyM: Factor que representa el porcentaje de los costos de operación y mantenimiento sobre el costo de la inversión. Este factor tendrá un valor de 1,03.

Esta fórmula **no es consistente con la metodología de remuneración de transmisión reconocida en la normativa vigente**, ya que introduce una multiplicación de factores en lugar de su adicción.

Por lo que, solicitamos modificar la fórmula según lo siguiente:

"2.

Metodología de cálculo

2.1

Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un Equipo para RPF considerando una vida útil correspondiente con la tecnología seleccionada para el Equipo RPF en el año en que se actualice el COR y la tasa actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

$$M = INV \times (FRCM + FOyM)$$

$$FRCM = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + n)^n - 1}$$

(...)"

Sustento

El titular del Equipo para RPF puede ser un **Agente que provee Servicios Complementarios**, en cuyo caso no resulta exigible la suscripción de un contrato de suministro para respaldar sus retiros de energía. Por tanto, con el fin de evitar interpretaciones restrictivas, solicitamos evaluar la solicitud de modificación del texto.

La fórmula contenida en el anexo 4 presenta errores, por lo que debe corregirse a fin de no desvirtuar su aplicación.

La fórmula ($M = INV \times FRCM \times FOyM$) resulta incorrecta, pues la normativa vigente establece que la remuneración anual debe reconocer de manera independiente tanto la recuperación del capital invertido como los costos de operación y mantenimiento, los cuales deben sumarse y no multiplicarse.

La multiplicación de dichos factores desvirtúa su naturaleza, reduce artificialmente el monto a reconocer y genera un riesgo de desincentivar las inversiones, contrariando la estabilidad y seguridad, tanto económica como jurídica.

En consecuencia, corresponde corregir la fórmula por la expresión correcta:

$$M = INV \times (FRCM + FOyM).$$

Opinión COES

Respecto al Agente que provee Servicios Complementarios, ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Respecto a la fórmula contenida del Anexo 4, es importante precisar que este tiene como finalidad servir de base para la determinación de la penalidad por incumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), y no para definir o calcular el monto de la inversión reconocida. En ese sentido, este Proyecto no tiene por objeto establecer los criterios de valorización de inversiones, sino únicamente determinar los parámetros de referencia requeridos para la aplicación de penalidades.

Por ello, la expresión utilizada debe entenderse en el contexto de la metodología de cálculo del COR, la cual considera la interacción de los factores de inversión (INV), costo de mantenimiento (FRCM) y factor de operación y mantenimiento (FOyM) como componentes paramétricos, y no como una fórmula para determinar la remuneración real de los activos involucrados el cual se encuentra fuera del alcance de este Proyecto.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6. Comentarios de Statkraft Perú S.A. (Statkraft)

6.1 Comentario 1 de Statkraft

Numeral 13.1, literal a – Evaluación del cumplimiento de la RPF

Sobre las excepciones de evaluación del servicio de RPF, se menciona:

Dice:

“iv. En periodos en que el Grupo se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal e) del numeral 7.2 del presente procedimiento”

Debe decir:

*“iv. En periodos en que el Grupo se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal e) del numeral 7.2 del presente procedimiento **o pruebas necesarias como parte del proceso de Evaluación de desempeño del numeral 13.3**”*

Sustento

Según el numeral 13.3, cuando el COES identifica desempeño inadecuado, el titular de la central observada por mal desempeño deberá remitir al COES un informe con el detalle de los parámetros a modificar sustentado en simulaciones o pruebas.

Para este fin, en algunos casos corresponden hacer pruebas al generador o equipo para RPF, con el fin de recopilar la información necesaria para identificar los ajustes de mejor desempeño.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

No se considera adecuado exonerar de la evaluación del servicio de RPF a una unidad de generación identificada con un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.2 Comentario 2 de Statkraft

Anexo 3, numeral 1.3 – Evaluación del cumplimiento de la RPF

Dice:

“Para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de 1 muestra/segundo, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente: (...)”

En la propuesta de modificación realizada por Osinerghmin no se especifica ni la cantidad de periodos sobre los cuales se efectuará la evaluación, ni el intervalo de tiempo que comprenderá cada periodo.

Con respecto a la no definición de periodos, configuraría una inconsistencia la metodología de Cargo por Incumplimiento de los Grupos en Operación Comercial, ya que, en esta, los cálculos se segmentan por “Periodo Horario”, definido en la misma propuesta de PR-21.

Por otro lado, el no precisar el tiempo de duración del intervalo inicial genera una inconsistencia con el literal e) de mismo numeral 1.3, de modo que, en caso de no encontrar este intervalo “no acotado”, se buscaría un periodo de 4 min.

Sustento

En la propuesta de modificación del COES, en el mencionado numeral se señala que se elegirá un intervalo aleatorio de 5 minutos, para cada Periodo Horario definido por el COES, lo cual conversa adecuadamente con la metodología propuesta para calcular la inconsistencia.

Se considera adecuada la propuesta del COES, de modo que periódicamente se realizará una revisión de los Periodos Horarios, pudiendo incrementarse estos progresivamente. A la fecha la evaluación se realiza en los periodos de Base, Media y Punta.

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 4 de Fenix

Análisis

Ver Análisis al Comentario 4 de Fenix. Asimismo, los periodos de evaluación permanecen en los Periodos Horarios propuestos, o sea, de 00:00 h a 08:00 h [Primero], 08:00 h a 18:00 h [Segundo], y de 18:00 h a 24:00 h [Tercero], los cuales podrán ser modificados siempre que los periodos abarquen las 24 horas del día, tal como se ha propuesto en el literal e) del numeral 5.5 de la propuesta de modificación del PR-21.

6.3 Comentario 3 de Statkraft

Anexo 3, numeral 1.3

Un intervalo de solo 5 min para cada Periodo Horario no es representativo, por lo que se solicita evaluar la duración de este intervalo, por ejemplo, a valores de 10 o 15 min, tomando como referencia modelos de estimación de parámetros similares al Modelo Estándar del PR-21, como el software de monitoreo saturn-2e, utilizado en Argentina y Chile.

Sustento

Como muestra de lo expuesto, se analiza la evaluación de cumplimiento del G3 de la C.H. Yaupi el 19/08 en horas en punta, para distintos intervalos. Como herramienta se utilizó una herramienta similar, el Parameter Estimation Toolbox de MATLAB, ya que el Kumpli y a la fecha no permite ajustar el intervalo a más de 5 minutos.

Caso	Estatismo	BM	CT	R^2
5 min	5.42	25.56	8.01	0.580
10 min	5.19	26.09	8.36	0.591
15 min	5.35	24.15	8.43	0.604

Tabla N°1.- Evaluación a diferentes intervalos

Se observa que a medida que se aumenta el intervalo de evaluación, aumenta el coeficiente de determinación R^2 , lo cual perjudicaba en su cumplimiento de RPF. Es así que para el intervalo de 15 min, se tiene Incumplimiento = 0.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

Considerar la ampliación del tiempo intervalo de evaluación implicaría reducción de periodos evaluables de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec. Esta disminución de la muestra disponible podría afectar la representatividad adecuada

del cumplimiento del servicio. En aquellos casos que, el agente considere no se encuentre representado adecuadamente, en dichos periodos, el Proyecto habilita al Titular del Grupo, Central y Equipo RegFrec presente al COES un Modelo Propio para su evaluación de cumplimiento de RPF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.4 Comentario 4 de Statkraft

Anexo 3, Numeral 1.3, literal d

Dice:

" (...). De estos datos, por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM - 0,01)$ Hz y otro 20% por debajo de $(60 - BM + 0,01)$ Hz"

Debe decir:

"(...). De estos datos, por lo menos el A% de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM)$ Hz y otro B% por debajo de $(60 - BM)$ Hz"

Donde los porcentajes A y B deben ser evaluados.

Sustento

Para realizar una adecuada calibración de los parámetros asociados a la RPF en el Modelo Estándar, así como obtener un adecuado cálculo del coeficiente de determinación (R^2) en caso del Modelo Planta se requiere de forma indispensable que se cuente con registros fuera de la banda muerta. Sin embargo, los intervalos definidos en el numeral 1.3 del Anexo 3 no garantizan dicha condición.

La justificación para modificar los límites a $(60 + BM - 0,01)$ Hz y $(60 - BM + 0,01)$ Hz fue presentada por el COES mediante la carta COES/D- 412-2019, en la cual se sustentaba la propuesta de modificación del PR-21 anterior. Dicha modificación respondía a la problemática de la existencia de pocos periodos de evaluación. Sin embargo, la solución no debería ir orientada en este sentido, sino reevaluar otros aspectos del intervalo a evaluar.

Por ejemplo, un tema a reevaluar es la exigencia porcentual del 20% y 15%, que nacieron con la primera propuesta de PR-21 debido a que solo se realizaría una evaluación al día, por lo que se quería ver la eficiencia del generador ante eventos de sobre frecuencia y sub frecuencia (expuesto en COES/D-407-2015, Anexo 2, numeral 3.1.5). Ahora, con la introducción de "Periodos Horarios" y más periodos de evaluación, se puede flexibilizar esta exigencia, al contar con más periodos de evaluación y ver la eficiencia del grupo al subir y bajar en los distintos periodos del día

Opinión COES

La propuesta del Proyecto conserva el mismo número de Periodos Horarios establecidos en el procedimiento aprobado en 2020, y ha mostrado buenos resultados al mantener la formulación $60 + BM - 0,01$, $60 - BM + 0,01$, así como los porcentajes propuestos de 20 % y 15 %.

No obstante, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del numeral 1.4, el cual indica que se realizará una revisión de los Periodos Horarios (p) cada tres años, dicha cantidad podría ser modificada, lo cual implicaría, de ser necesario, ajustar los porcentajes asignados a cada filtro y verificar la magnitud de la Banda Muerta (BM). En ese sentido, se sugiere incluir factores de ajuste de los parámetros de selección de periodos evaluables (a_1 , a_2 , a_3) y asimismo revisar y actualizar los factores a_1 , a_2 y a_3 en el mismo plazo que se actualice el informe referido al literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

En ese sentido, se sugiere considerar los siguientes ajustes en el numeral 1.3, literal d) y e) del Anexo 3, literal e) numeral 5.5 y en la Segunda Disposición Complementaria de la siguiente manera:

"

d) Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [~~$f_{min} \rightarrow gen$~~ , ~~$f_{min} \rightarrow gen$~~ , ~~$f_{max} \rightarrow gen$~~ , ~~$f_{max} \rightarrow gen$~~]. De estos datos, por lo menos el $20\% \cdot a_2$ de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM - 0,01 \cdot a_1)$ Hz y otro $20\% \cdot a_2$ por debajo de $(60 - BM + 0,01 \cdot a_1)$ Hz. Donde a_1 y a_2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1.

e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), ~~e~~ b) o c), según corresponda, y d) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de $20\% \cdot a_2$ a $15\% \cdot a_3$ la restricción indicada en el literal ~~e~~ d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a_2 y a_3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria.

"

Literales e) del numeral 5.5:

"

- e) Informe que determina los Periodos Horarios y los factores a_1 , a_2 y a_3 de los literales d) y e) del numeral 1.3 del Anexo 3 para los efectos del procedimiento del servicio de RPF. El COES emitirá este informe cada tres (03) años.

"

"

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

(...)

Segunda. A la entrada en vigor del presente procedimiento, los Periodos Horarios (p) iniciales serán tres (03): ~~Primero~~ ~~Periodo de base~~, comprendido entre las 00:00 y 08:00 horas; ~~Segundo~~ ~~periodo de media~~, comprendido entre las 08:00 y 18:00 h; y ~~Tercero~~ ~~periodo de punta~~ comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas, adicionalmente los factores a_1 , a_2 y a_3 del numeral 1.3 del Anexo 3 tendrán un valor de 1. Dichos ~~periodos~~ ~~parámetros~~ serán actualizados de acuerdo al informe ~~complementario~~ que refiere el literal e) numeral 5.5 del presente procedimiento. ~~El primer informe será publicado antes del 30 de noviembre del año 2026, la vigencia iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente de su publicación.~~

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES, pero para el caso de la determinación de los Periodos Horarios, estos siempre deberán cubrir las 24 horas del día. Por lo tanto, corresponde modificar los literales d) y e) del numeral 1.3 de acuerdo con la siguiente redacción:

- "d) Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación $[f_{min} \rightarrow f_{gen}, f_{max} \rightarrow f_{gen}]$. De estos datos, por lo menos el $20\% \cdot a_2$ de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM - 0,01 \cdot a_1)$ Hz y otro $20\% \cdot a_2$ por debajo de $(60 - BM + 0,01 \cdot a_1)$ Hz. Donde a_1 y a_2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1.
- e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), b) o c), según corresponda, y d) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de $20\% \cdot a_2$ a $15\% \cdot a_3$ la restricción indicada en el literal d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a_2 y a_3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en

conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria.”

Así también, el literal e) del numeral 5.5 del proyecto de modificación del PR-21 quedará redactado de la siguiente manera:

“e) Informe que determina los Periodos Horarios [los periodos deberán cubrir las 24 horas del día] y los factores a1, a2 y a3 de los literales d) y e) del numeral 1.3 del Anexo 3 para los efectos del procedimiento del servicio de RPF. El COES emitirá este informe cada tres (03) años.

Por último, la Segunda Disposición Complementaria del proyecto de modificación del PR-21 quedará redactado de la siguiente manera:

“**Segunda:** A la entrada en vigor del presente procedimiento, los Periodos Horarios (p) iniciales serán tres (03): Primero, comprendido entre las 00:00 y 08:00 horas; Segundo, comprendido entre las 08:00 y 18:00 h; y Tercero comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas, adicionalmente los factores a1, a2 y a3 del numeral 1.3 del Anexo 3 tendrán un valor de 1. Dichos parámetros serán actualizados de acuerdo con el informe que refiere el literal e) numeral 5.5 del presente procedimiento. El primer informe será publicado antes del 30 de noviembre del año 2026, la vigencia iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente de su publicación.”

6.5 **Comentario 5 de Statkraft**

Anexo 3, numeral 2), Literal a)

Dice:

“a) Modelo Propio El Modelo Propio es una adaptación derivada del Modelo Homologado que sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo para RPF. El Titular propietario de la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación. La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial, mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.”

La decisión de ser evaluado mediante un Modelo Propio o “Modelo Estándar” debe ser opcional.

Sustento

A la fecha, el Modelo Estándar ha demostrado tener un alto grado de efectividad para ciertos generadores en servicio. El elaborar un modelo propio involucra un costo adicional el cual debe ser opción de generador para asumirlo. Asimismo, los generadores en servicio de potencia efectiva menor a 20 MW no tienen modelo homologado, por lo que el costo incurrido para obtener el Modelo Propio es aún mayor, ya que necesariamente debe realizar pruebas de homologación.

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 5 de Kallpa

Análisis

Ver Análisis al Comentario 5 de Kallpa.

6.6 Comentario 6 de Statkraft

Anexo3, numeral 2)

Tanto el PR-21 vigente como la propuesta de modificación no especifican en qué formato se debe remitir el “Modelo Propio”, sin embargo, a la fecha el COES ha venido solicitando que se entregue en formato Simulink/MATLAB.

El procedimiento debe señalar que el “Modelo de Planta” pueda ser remitido en un formato acorde a cualquiera de las herramientas computacionales de las que el COES tiene a disposición y que permitan realizar la evaluación de cumplimiento de RPF, tales como MATLAB o Digsilent Power Factory. Se sugiere la siguiente redacción:

“

(...)

Anexo 3

Numeral 2

La presentación del modelo debe incluir como mínimo:

1. *Descripción del Grupo y Central, sistema de control, modos de operación*
2. *Modelado del regulador de velocidad **en un formato acorde con las herramientas computacionales que el COES tiene a disposición.***
3. *Descripción de los diagramas de bloques de los modelos desarrollados.*

(...) ”

Sustento

El PR-20 exige a ciertos generadores que entreguen al COES un modelo homologado del generador y sus sistemas de control, el cual se entrega en formato Digsilent PowerFactory. Al ser un modelo homologado, cumple con los requisitos de un “Modelo de Planta” para evaluación de RPF.

El entorno de Digsilent PowerFactory tiene módulos de simulación en el dominio del tiempo, lo que permitiría realizar el proceso de evaluación de cumplimiento de RPF del PR-21.

Opinión COES

En desacuerdo con lo indicado.

La evaluación del cumplimiento del servicio de la RPF requiere que el modelo proporcionado por el Titular del Grupo, Central y Equipo RegFrec presentado al COES

corresponda a un modelo compatible con la herramienta o entorno desarrollado e implementado por el COES para dicho fin, las cuales han sido validadas y estandarizadas para la ejecución de los análisis correspondientes. En ese sentido, corresponde al agente titular realizar la equivalencia o traducción del modelo que posee en su entorno de simulación eléctrica hacia el formato establecido por el COES, ello considerando que, la evaluación de la RPF se basa en una simplificación del modelo completo del generador que se utiliza para simulaciones dinámicas detalladas del SEIN.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.7 Comentario 7 de Statkraft

Numeral 13.3

Sobre la identificación del desempeño inadecuado, la propuesta de PR-21 no señala una metodología definida, por lo que queda a discrecionalidad del COES.

En este sentido se debe detallar la metodología para este fin o incluir la realización de un estudio periódico para definir la metodología, que sea expuesto a consulta de los agentes y aprobado por OSINERGMIN

Sustento

La activación del numeral 13.3 conlleva a incumplir necesariamente en costos al generador, ya que se debe contactar al proveedor del equipamiento o contratar un consultor externo que pueda hacer pruebas para revisar la observación impuesta por el COES. En este sentido, el COES debe tener la seguridad en la detención de un generador con desempeño inadecuado a través de una metodología robusta.

En la actualidad, el COES viene realizando el cumplimiento de esta actividad con el uso del método Prony, contabilizando la cantidad de veces en que la potencia eléctrica de un generador se encuentra en fase con la frecuencia del SEIN. El método puede tener cierta efectividad empírica, pero no se expone la bibliografía que respalde fehacientemente la certeza del método.

Opinión COES

No corresponde incorporar en el PR-21 una metodología específica para la identificación del desempeño inadecuado del servicio de RPF. Esta evaluación se realiza en base a la evidencia técnica obtenida de los registros del SEIN y la verificación en los modelos dinámicos correspondientes, aplicando criterios de ingeniería reconocidos y metodologías que pueden evolucionar conforme se disponga de mejores herramientas o datos.

Precisar en el procedimiento una metodología fija limitaría la capacidad del COES de actualizar los métodos de análisis ante la incorporación de nuevas tecnologías o mejoras en los sistemas de monitoreo. Por ello, el PR-21 mantiene un enfoque de lineamientos generales, estableciendo que toda observación debe ser sustentada mediante un informe técnico con el análisis realizado y el detalle de la metodología utilizada, lo que garantiza transparencia y trazabilidad en el proceso.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.8 Comentario 8 de Statkraft

Número 7 literal h – Obligaciones del COES

En el PR-21 vigente y en la propuesta no se expone la metodología para el cálculo de “La magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definidas por el COES.”

En este sentido se debe detallar la metodología para este fin o incluir la realización de un estudio periódico para definir la metodología, que sea expuesto a consulta de los agentes y aprobado por OSINERGMIN.

Sustento

El MINEM ha publicado la Resolución Ministerial N.º 444- 2024-MINEM/DM, la cual modifica el numeral 6.2.2 del Título Sexto de la Resolución Directoral N° 014-2005-EM- DGE, “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados”. De aprobarse esta disposición las centrales RERNC ya no estarían eximidas de prestar la RPF.

A la fecha, debido a que las centrales RERNC del SEIN se encuentran exceptuadas de brindar RPF, no cuentan con sistemas de almacenamiento que les permita brindar RPF,

por lo que verían como opción la Delegación. Bajo este escenario, se incrementaría la magnitud de RPF delegada del SEIN.

En adición al párrafo anterior, es sabido que la generación eólica y solar se focalizan en puntos específicos del norte y sur de país, donde se tiene mayor aprovechamiento del recurso. Por consiguiente, la determinación de las áreas representativas para fijar la máxima delegación por área toma mayor relevancia, ya que se deberían de evitar puntos de concentración de RPF por confiabilidad y no desatender así a otras zonas del SEIN.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

Este estudio se elabora de manera anual y es remitido a los agentes del COES para la presentación de sus observaciones, incluyendo la metodología empleada para su desarrollo.

Cabe señalar que el no establecer una metodología única permite la incorporación de métodos de análisis con mayor alcance o precisión, o la disponibilidad de información técnica más actualizada e implementación de nuevas herramientas de software.

De este modo, la flexibilidad metodológica permite mejorar la calidad de resultados y garantizar que las evaluaciones se realicen con criterios técnicos actualizados y consistentes con las mejores prácticas del sector eléctrico, manteniendo la transparencia del proceso mediante la comunicación oportuna de la metodología aplicada a los agentes involucrados.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.9 Comentario 9 de Statkraft

Numeral 7.1 literal k – Obligaciones del COES

En el PR-21 vigente y en la propuesta no se expone la metodología para el cálculo de “Tiempo de Aporte para RPF (TAp)”

En este sentido se debe detallar la metodología para este fin o incluir la realización de un estudio periódico para definir la metodología, que sea expuesto a consulta de los agentes y aprobado por OSINERGMIN.

Sustento

En línea con el comentario anterior, se adiciona de que los sistemas de almacenamiento tomarían más relevancia, por lo que esta tecnología debería ser considerada también como parte de la metodología del cálculo del TAp.

Opinión COES

Ver opinión del Comentario 7 de Statkraft

Análisis

Ver Análisis al Comentario 7 de Statkraft

6.10 Comentario 10 de Statkraft

Anexo 3, Numeral 1.3, literal d

Se deben exceptuar de evaluación del cumplimiento de RPF en periodos en que la frecuencia del SEIN se encuentra bajo un proceso oscilatorio de bajo amortiguamiento, con oscilaciones de menos de 1 Hz, como se muestra en la Fig.1.

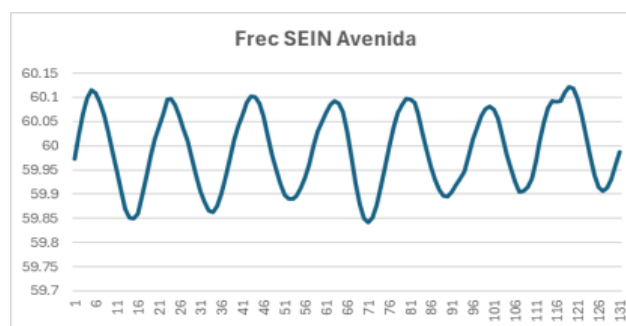


Fig 1. Frecuencia SEIN intervalo poco amortiguado

Sustento

Durante estos periodos, se presentan dinámicas no solo asociadas a la RPF, en este sentido, se deben excluir estos periodos

Opinión COES

De acuerdo con el comentario.

En primer lugar, se debe tener presente que, el COES realiza análisis y estudios orientados a identificar el origen de oscilaciones y mitigación de estas, por lo que estos casos no deben ser tomados como algo frecuente. Por otro lado, en caso de presentarse lo indicado, se sugiere incorporar en el numeral 5.1 se incluya la identificación de eventos atípicos que no permitan una correcta evaluación de la RPF. Por tanto, se sugiere las siguientes modificaciones:

Literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3

*"d) Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [~~fmin→gen~~ ~~fmin→gen~~, ~~fmax→gen~~ ~~fmax→gen~~]. De estos datos, por lo menos el 20%*a2 de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM - 0,01*a1)$ Hz y otro 20%*a2 por debajo de $(60 - BM + 0,01*a1)$ Hz. Donde a1 y a2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1."*

Numeral 5.1

"5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

- "d) Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación $[f_{\min} \rightarrow \text{gen}, f_{\max} \rightarrow \text{gen}]$. De estos datos, por lo menos el 20%*a2 de los mismos deben de estar por encima de $(60 + \text{BM} - 0,01*a1)$ Hz y otro 20%*a2 por debajo de $(60 - \text{BM} + 0,01*a1)$ Hz. Donde a1 y a2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1."

Asimismo, el numeral 5.1 quedará redactado de la siguiente manera:

- "5.1 *Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF.*"

6.11 **Comentario 11 de Statkraft**

Numeral 6.1

Dice:

"6.1 *El reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación y será emitido el miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.*"

Comentario

La periodicidad de presentación de los reportes debe ser de forma diaria, pudiéndose incluir inclusive en el IEOD

Sustento

La periodicidad de publicación semanal genera un desfase importante, ya que los generadores solo pueden identificar un eventual incumplimiento con más de una semana de retraso. Esto limita la posibilidad de tomar acciones inmediatas de corrección, ocasionando que un generador pueda permanecer en condición de incumplimiento durante varios días sin ser consciente de ello y afectado la seguridad del SEIN.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

La entrega de los reportes diaria indicada por Statkraft no toma en cuenta los tiempos de entrega de información por parte de los titulares involucrados, el cual,

incluso ha sido ampliado a través de esta Propuesta. Actualmente, la periodicidad semanal permite realizar un proceso de consolidación, validación y revisión integral de la información remitida por los agentes, asegurando la consistencia y confiabilidad de los resultados antes de su publicación. Reducir dicho intervalo implicaría reducción de tiempo disponible para la revisión y control de datos, lo cual podría afectar la precisión y trazabilidad de los reportes.

especto a la identificación de incumplimientos, es importante resaltar que es obligación de los titulares de generación garantizar una correcta prestación del servicio de reserva primaria de frecuencia, por lo cual, lo hace como único responsable de verificar y monitorear directamente el desempeño de sus equipos, asegurando su adecuada operación mediante la implementación de programas de mantenimiento que permitan cumplir de manera continua con los requerimientos del servicio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

6.12 Comentario 12 de Statkraft

Numeral 7

Se debe incluir en el numeral 7 como Obligación del COES Publicar en su portal web la Frecuencia diaria del SEIN. Así mismo, debe indicarse los plazos de actualización en caso de medición errónea o faltante en tiempo real.

Sustento

Según el numeral 5.2.7 de la NTCSE se indica que el COES es responsable de realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema de manera continua y tener disponible la información a los integrantes del SEIN.

Sin embargo, en la práctica se tiene días del mes en donde se obtiene periodos faltos de medición, y que son actualizados en plazos que quedan a discrecionalidad del COES (en ocasiones varios días).

Considerando que estos registros forman parte del proceso de Evaluación de consistencia, y son la referencia para una adecuada calibración de los medidores asociados a la RPF, se debería estipular en el PR-21 las obligaciones de COES en cuanto a fecha de publicación, plazos para ajuste de datos erróneos o faltantes, en cumplimiento de lo estipulado en la NTCSE.

Opinión COES

De acuerdo con el comentario.

Respecto a la publicación diaria de la frecuencia de SEIN, cabe señalar que esta se encuentra disponible actualmente en el portal web, donde se actualiza de forma diaria.

Por otro lado, el numeral 7.1 del Proyecto establece la publicación semanal del registro de frecuencia del SEIN. Es importante precisar que dicha información es revisada, validada y utilizada para la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, asegurando así la consistencia y confiabilidad de los resultados empleados en el proceso de evaluación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

7. Comentarios de Orizon B&T

7.1 Comentario 1 de Orizon B&T

Numerales 7.2 c), 7.3 d) y 7.4 b)

El proyecto de PR-21 presenta incongruencias respecto a los requisitos técnicos exigidos en el procedimiento PR-20 vigente con relación a los medidores, el PR-20 indica que estos deben conservar la información por 30 días, mientras que el PR-21 propuesto establece un almacenamiento de 60 días.

Sustento

Se requiere revisar los numerales indicados y el tiempo de almacenamiento de los registros de medición utilizados para la evaluación de la RPF

Opinión COES

De acuerdo con el comentario. Opinión al Comentario 1 de Orizons B&T y Comentario 5 de Orygen.

Con la finalidad de obtener la información mensual, se procede a considerar "por un mínimo de 30 días"

Numeral 7.2

"

c) *Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días ~~2 meses~~. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.*

"

Numeral 7.3

"d) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días ~~2-meses~~. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.

"

Numeral 7.4

"

f) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días ~~2-meses~~. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal c) del numeral 7.2, el literal d) del numeral 7.3, y el literal b) del literal 7.4 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

Numeral 7.2

"c) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite."

Numeral 7.3

"d) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite."

Numeral 7.4

"b) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite."

7.2 Comentario 2 de Orizon B&T

Numeral 8.5

Se observa un vacío normativo en cuanto a la ubicación de los sistemas de medición de potencia y frecuencia, ya que, este numeral exige registrar dicha

información en los bornes del Grupo, disposición que no resulta aplicable cuando la evaluación se realiza a nivel de central.

Sustento

Se debe incluir el requisito de información para el caso de evaluación por Central.

Opinión COES

De acuerdo con el comentario.

Se considera adecuado actualizar el numeral 8.5 del Proyecto, pues, este especifica únicamente de donde se tomarán los registros de los Grupos evaluados, sin embargo, no precisa aquellos casos donde se requiere información como Central. En ese sentido, se propone hacer la siguiente modificación:

"8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia ~~en bornes~~ del Grupo o Central, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo RegFrec~~para RPF~~, deberán encontrarse debidamente calibrados, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. ~~Dichos registros deberán contener como máximo cinco cifras decimales.~~ Los registros deberán ser truncados a cinco cifras decimales. Para el caso del Grupo, la medida de potencia será en los bornes de generación, mientras que, para la Central la potencia se determinará como la suma de las potencias registradas por los medidores de los Grupos en sus respectivos bornes. Para el caso de los registros de frecuencia, estos podrán ser tomados en algún punto ubicado entre los bornes de los Grupos y el punto de conexión del Grupo o Central al SEIN. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 8.5 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con lo siguiente redacción:

"8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia del Grupo o Central, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo RegFrec, deberán encontrarse debidamente calibrados, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. Los registros deberán ser truncados a cinco cifras decimales. Para el caso del Grupo, la medida de potencia será en los bornes de generación, mientras que, para la Central la potencia se determinará como la suma de las potencias registradas por los medidores de los Grupos en sus respectivos bornes. Para el caso de los

registros de frecuencia, estos podrán ser tomados en algún punto ubicado entre los bornes de los Grupos y el punto de conexión del Grupo o Central al SEIN. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.”

7.3 Comentario 3 de Orizon B&T

Literal g) del numeral 7.1

A pesar de que el COES puede modificar el %RA en un Sistema Aislado Temporal, el proyecto no considera dicha diferenciación para su evaluación o determinación del Cargo por Incumplimiento.

Sustento

El procedimiento debe especificar tanto en la evaluación como liquidación del servicio de RPF, las implicancias de modificación del % RA que se pueden dar dependiendo si el grupo evaluado opera en el SEIN o en algún Sistema Aislado Temporal.

Opinión COES

De acuerdo con lo indicado.

Puesto que, para los casos de Sistema Aislado Temporal, el COES podrá modificar el valor del %RA, es necesario, considerar dicha variabilidad en la evaluación y liquidación.

Para el caso de liquidación corresponderá hacer la siguiente modificación:

“

14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

...

% RA: *Porcentaje de % Reserva primaria asignada determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.*

...

”

Para el caso de la evaluación, se sugiere hacer la siguiente inclusión en el numeral 6 del Anexo 3:

“

6. Para el presente Anexo, el % RA será considerada como el porcentaje de Reserva primaria asignado, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.

...

"

En atención al comentario indicado, se propone actualizar la descripción del %RA en el numeral 12 de la siguiente manera:

"

% RA : *Porcentaje de Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 ~~expresado en %~~. Cuando un Grupo realice la RPF...*

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde incorporar el numeral 6 al Anexo 3 y modificar el numeral 12 y numeral 14.1 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

Incorporación del numeral 6 en el Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-21:

"6. Para el presente Anexo, el % RA será considerada como el porcentaje de Reserva primaria asignado, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal."

Modificación de la definición de %RA en el numeral 12 del proyecto de modificación del PR-21:

"% RA : Porcentaje de Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4.-Cuando un Grupo realice la RPF mediante un Equipo RegFrec o delegue su servicio a una Encargada que tiene vinculado un Equipo RegFrec, el COES determinará con el debido sustento, el valor de %RA correspondiente según sea el caso, lo cual deberá ser indicado en el respectivo programa de operación."

Modificación de la definición de %RA en el numeral 14.1 del proyecto de modificación del PR-21:

"% RA : Porcentaje de Reserva primaria asignada determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal."

7.4 Comentario 4 de Orizon B&T

Anexo 3

La propuesta no establece la cantidad de muestras por segundo que conformarán el "conjunto de datos" a evaluar por cada Periodo Horario. Asimismo, tampoco determina el número de evaluaciones ni el modo mediante el cual se definirá el periodo que será analizado dentro de cada Periodo Horario del día.

Respecto a la selección del periodo, la propuesta no considera que a lo largo del tiempo existirán diversas operaciones de delegación y vinculación, situación que debería tomarse en cuenta.

Sustento

El procedimiento debe indicar cómo se determina el periodo que será evaluado por cada Periodo Horario del día en evaluación.

Además, se sugiere esclarecer la diferencia o uniformizar los términos “Muestra”, “muestra”, “conjunto de datos” o “intervalo de evaluación” utilizados a lo largo del proyecto, pues genera confusión y podría generar diferentes interpretaciones.

Se sugiere incluir como criterio que, durante el periodo evaluado, la delegación y vinculación debe mantenerse constante.

Opinión Coes

Ver opinión del Comentario 4 de Fénix.

Análisis

Ver Análisis del Comentario 4 de Fénix.

7.5 Comentario 5 de Orizon B&T

Numeral 2, Anexo 3

Respecto al modelo del Grupo, Central y/o Equipo para RPF, el proyecto considera que, el titular deberá elaborar el Modelo Propio como parte de la documentación de su solicitud de Ingreso a Operación Comercial, ello se contradice con el hecho que, el modelo deba ser una adaptación del Modelo Homologado, pues, dicho modelo es obtenido con posterioridad al inicio de la Operación Comercial. Relacionado al tema, el PR-21 no especifica el caso de las centrales de generación de menos de 20MW, dado que para estas la obtención del Modelo Homologado no es exigido (disposición del PR-20).

Asimismo, se debe tener en cuenta que los Equipos para RPF no siguen el proceso de inicio de Operación Comercial. Considerando ello, el PR-21 no especifica qué modelo utilizarán los Equipos para RPF a su ingreso.

Respecto a los generadores y Equipos para RPF existentes, el proyecto obliga a actualizar su modelo de evaluación al Modelo Propio en función al homologado,

El proyecto mantiene una baja exigencia en cuanto al factor de correlación del Modelo Estándar, pues, este debe de superar únicamente un valor de 0.6 para que el COES proceda con la evaluación del servicio de RPF. Lo indicado disminuye la precisión de evaluación del servicio de RPF y genera una conformidad de los titulares para no presentar un Modelo Propio.

El proyecto no diferencia los filtros de selección del periodo a evaluar que serán utilizados para el Modelo Estándar y el Modelo Propio, dado que este último, al estar

basado en el modelo homologado, puede ser aplicado en escenarios de comportamiento de la frecuencia más exigentes que un Modelo Estándar.

Sustento

Para los casos en que un Grupo, Central o Equipo para RPF inicie su Operación Comercial o se integre al SEIN, se sugiere especificar en el procedimiento que, el modelo utilizado por el COES para la evaluación de RPF sea el Modelo Estándar. Por otro lado, para aquellas centrales menores a 20 MW, el procedimiento incluya alternativas como utilizar el Modelo Estándar o un modelo propio del titular el cual lo represente adecuadamente.

Con la finalidad de incentivar la elaboración de los Modelos Propios, se sugiere revisar la exigencia del factor de correlación R^2 del Modelo Estándar, de este modo mantener por defecto la utilización un Modelo Estándar pero con una mayor exigencia y se considere la opción de cambio a Modelo Propio.

Se recomienda especificar qué filtros de selección del periodo a evaluar serán tomados en cuenta para la determinación del periodo evaluable del servicio de RPF en el caso de utilización de Modelo Estándar y Modelo Propio.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Respecto a la observación sobre el R^2 , es acertado señalar que un incremento en el coeficiente de determinación podría generar un mayor incentivo para migrar hacia un Modelo Propio. Tal como se muestra en la siguiente gráfica, el 74 % de los periodos evaluados presenta un coeficiente de correlación superior a 0.6. En ese sentido, se considera adecuado proponer un umbral de 0.7 del R^2 en el literal a) numeral 4 del Anexo 3 y numeral 4.1 del Anexo 5, ya que genera una señal razonable para que los integrantes prefieran migrar al Modelo Propio. Históricamente, solo el 68 % de los casos ha superado un R^2 de 0.7, por lo que representaría un cambio asequible, orgánico y de mejora continua.

"

4. Calificación del cumplimiento

a) Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y la potencia de salida del modelo estimado en aplicación del numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.76, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0).

"

"

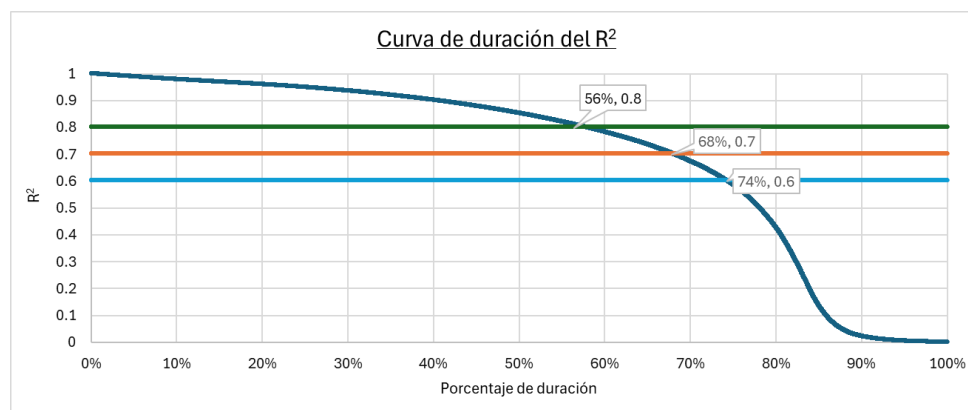
4. CALIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO

(...)

4.1 El literal a) debe considerar el siguiente criterio:

Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y Equipo RegFrec ~~para RPF~~ y la potencia de salida del modelo estimado del presente Anexo. Para coeficientes menores a 0.76, se considera...

"



Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el literal a) del numeral 4.1 del Anexo 3 quedará redactado de la siguiente manera:

"a) Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y la potencia de salida del modelo estimado en aplicación del numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.7, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0)."

Asimismo, el numeral 4.1 del Anexo 5 quedará redactado de la siguiente manera:

"4.1 El literal a) debe considerar el siguiente criterio:

Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y Equipo RegFrec y la potencia de salida del modelo estimado del presente Anexo. Para coeficientes menores a 0.7, se considera que el ΔP_{ERPF} , $\Delta P_{Grupo/Central}$ o $\Delta P_{Grupo/Central+ERPF}$ según corresponda, será igual a cero (0)."

7.6 Comentario 6 de Orizon B&T

Literal a), del numeral 7.3

De los titulares de Grupos y Centrales, el proyecto señala como obligación de estos: "Brindar el servicio de RPF con cada una de sus Grupos o Centrales conforme a los requisitos establecidos en el presente procedimiento". Al respecto, el término "o"

flexibiliza la obligación al titular, pues, no considera una exigencia total de este servicio.

Sustento

Se sugiere actualizar la obligación del servicio de RPF para todos los Grupos y Centrales.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario

Considerar Grupos "o" Centrales no genera obligación del servicio a ambos, podría entenderse como selectivo. En ese sentido se propone hacer la siguiente modificación en el literal a) numeral 7.3:

"

a) *Brindar el servicio de RPF con cada uno de sus Grupos y Ⓢ Centrales conforme a los requisitos establecidos en el presente procedimiento.*

"

Y en el literal a) del numeral 7.2:

"

a) *Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos y Ⓢ Centrales de conformidad a las opciones y requisitos establecidos en el presente procedimiento.*

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal a) de los numerales 7.2 y 7.3 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

Numeral 7.2

"a) Brindar el servicio de RPF con cada uno de sus Grupos y Centrales conforme a los requisitos establecidos en el presente procedimiento."

Y en el literal a) del numeral 7.3:

"a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos y Centrales de conformidad a las opciones y requisitos establecidos en el presente procedimiento."

7.7 Comentario 7 de Orizon B&T

Literal a) del numeral 13.2

La propuesta únicamente establece el plazo y las consecuencias del incumplimiento en el envío de la información de potencia y frecuencia por parte de los titulares de los Grupos, Centrales o Equipos para RPF. Sin embargo, el numeral 2.1 del Anexo 3 establece que, para la evaluación del servicio de RPF con el Modelo Propio, además de la información de potencia y frecuencia mencionada anteriormente, dicho modelo podrá requerir otras señales necesarias para su aplicación.

En este sentido, dado que esta información resulta indispensable para la evaluación de la RPF, se observa un vacío en el procedimiento pues, este no define el plazo ni las consecuencias aplicables en caso dicha información no sea remitida al COES.

Sustento

Se recomienda incluir los plazos y consecuencias del no enviar al COES la información correspondiente a las señales de modelos propios diferentes de la señal de potencia y frecuencia.

Opinión Coes

De acuerdo con lo indicado.

La información correspondiente a la potencia, frecuencia además del SetPoint y otras señales adicionales necesarias en los Modelos de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec son indispensables para la evaluación del servicio de RPF, por lo que, de no contar con dicha información, no se podrá determinar si existe o no el incumplimiento del servicio de RPF. Además, incluso faltando una de estas señales como por ejemplo la del SetPoint, el resultado de evaluación resultaría incorrecto, pues, de entregarse únicamente la potencia y frecuencia del Grupo o Central, la evaluación de la RPF no tendría en consideración el impacto de la RSF que se estaría brindando simultáneamente

En ese sentido, se recomienda realizar la siguiente modificación en el literal a) del numeral 13.2:

"13.2 a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo ~~RegFrec para RPF~~ no remita los registros de frecuencia, y potencia, ~~Setpoint y otra(s) señal(es) adicional(es)~~ necesaria(s) para la utilización de los Modelos referidos en el numeral 2 del Anexo 3 de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec, en los plazos establecidos en los numerales 7.2 y 7.4, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100 por cada día que no remitió dicha información.

"

De este modo, además de considerar las señales de frecuencia y potencia como obligación de los Titulares de los Grupos y Centrales, se requiere incorporar "otras señales necesarias" que puedan ser requeridas para la utilización de su Modelo Propio. Al respecto, de no requerir alguna señal necesaria, la entrega corresponderá a la potencia y frecuencia. En ese sentido se sugiere la siguiente modificación en el literal b) del numeral 7.2 del Proyecto:

“b) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia, y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con otras señales necesarias para la utilización del Modelo Propio referidas en el numeral 2.1 Anexo 3 para los Grupos y Centrales, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición de resolución de (01) segundo. La información mencionada deberá ser remitida ...”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal b) del numeral 7.2 y el literal a) del numeral 13.2 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

Numeral 7.2

“b) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con otras señales necesarias para la utilización del Modelo Propio referidas en el numeral 2.1 Anexo 3 para los Grupos y Centrales, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición de resolución de (01) segundo. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. Esta obligación no es exigible a aquellos Grupos que no operaron durante el día de evaluación. En caso su Grupo o Central se encuentre vinculado a un Equipo RegFrec, el titular del Grupo o Central podrá remitir al COES la información correspondiente al Equipo RegFrec vinculado, ello según lo indicado en el presente literal.”

Asimismo, el literal a) del numeral 13.2 quedará redactado de la siguiente manera:

“a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no remita los registros de frecuencia, y potencia, Setpoint y otra(s) señal(es) adicional(es) necesaria(s) para la utilización de los Modelos referidos en el numeral 2 del Anexo 3 de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec, en los plazos establecidos en los numerales 7.2 y 7.4, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100 por cada día que no remitió dicha información.”

7.8 Comentario 8 de Orizon B&T

Literal a) del numeral 2 del Anexo 3

No se especifica qué sucede en caso se realicen actualizaciones a los modelos homologados, así como, el plazo de aprobación de los Modelos Propios.

El inciso iii) de dicho literal, no se detalla que “escenarios de variación de frecuencia” deberá presentar el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF para la aprobación de su Modelo Propio.

Sustento

Se recomienda incluir que el Modelo Propio debe ser actualizado de manera conjunta con cualquier actualización del Modelo Homologado, así como especificar el plazo de aprobación de los Modelos Propios remitidos.

Se sugiere especificar los escenarios de frecuencia que deberán presentarse para la comparación de respuesta entre el Modelo Propio y Modelo Estándar.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Respecto a los tres (03) escenarios de frecuencia requeridos por el COES, para el Titular del Grupo, Central y Equipo RegFrec, se deberá considerar aquellos especificados en los literales d) y e) del numeral 1.3 del mismo Anexo 3. Estos serán 03 escenarios para el Modelo Estándar y 03 escenarios para el Modelo Propio. En ese sentido se sugiere la actualización del inciso iii), literal a) numeral 2 del Anexo 3 de la siguiente manera:

"a) Modelo Propio

(...)

iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo.

*El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec para RPF, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia. Los escenarios de evaluación corresponderán a 3 por cada modelo considerando para cada uno de ellos los filtros de frecuencia en un intervalo de 5 minutos que cumpla el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, y 2 intervalos de 4 minutos con valores del 20%*a2 y 15 %*a3 según lo establecido en el literal e) del mismo numeral.*

"

Análisis

Ver análisis de Osinergrmin al Comentario 5 de Kallpa.

8. Comentarios de la Sociedad Peruana de Renovables (SPR)Comentario General de la SPR

Advierte que el Ministerio de Energía y Minas se encuentra elaborando el Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios. Este reglamento regulará aspectos esenciales como la prestación y pago de los servicios complementarios, lo que obligará a adecuar el PR-21 a las nuevas disposiciones. En este contexto, aprobar cambios sustanciales al PR-21

antes de la publicación del reglamento podría generar inseguridad jurídica, al imponer costos o reglas que luego resulten inconsistentes. Por ello, se recomienda esperar la emisión del reglamento antes de introducir modificaciones estructurales al PR-21.

Análisis

Ver análisis al Comentario General de Inland.

Respecto a la futura adecuación del PR-21 cuando se publique el reglamento sobre Servicios Complementarios, es correcta la interpretación, ya que en caso corresponda modificar el PR-21, se realizará en el marco de dicho reglamento y de acuerdo con los plazos y etapas establecidos en la Guía.

Respecto a esperar la publicación del reglamento de Servicios complementarios para la publicación de la modificación del PR-21, no corresponde puesto que se han realizado en atención a la normativa vigente aplicable.

Por lo tanto, no corresponde modificar la fecha de publicación o postergar la publicación de la modificación del PR-21 debido al presente comentario.

8.1 Comentario 1 de SPR

Ítem 7.2 i)

Prepublicación:

Comunicar al COES en caso un Grupo o Central de su propiedad se encontrará imposibilitada parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Esta comunicación no exime al Generador de la aplicación del numeral 13.1 del presente procedimiento.

Sustento

Con la incorporación del numeral 7.2 i) en la Propuesta de Modificación del PR-21, resulta necesario precisar si, en los casos en que el Equipo para RPF se encuentre en mantenimiento cíclico y, por tal motivo, imposibilitado de ejecutar la RPF, el/los generadores asociados quedarían eximidos de la obligación establecida en el numeral 13.1 respecto a la evaluación del servicio.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario. Opinión relacionada al Comentario 1 de IEP.

El Proyecto ha incorporado diversos mecanismos que permiten a los Grupos y Centrales con obligación de brindar el servicio de RPF cumplir con lo establecido por la NTCOTRSI. En ese sentido, en caso presentarse alguna indisponibilidad del Equipo RegFrec vinculado al Grupo o Central, dicha indisponibilidad parcial o no total no será considerado como exoneraciones del servicio a alguna unidad de generación involucrada.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

8.2 Comentario 2 de SPR

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Prepublicación:

Segunda: Durante los cuatro (04) primeros meses de vigencia del presente procedimiento, la determinación del Cargo por Incumplimiento considerará la variable de transición $t=0$, cumplido dicho plazo se considerará la variable de transición $t=1$.

Propuesta de modificación:

Segunda: Durante la vigencia del presente procedimiento, la determinación del Cargo por Incumplimiento considerará la variable de transición $t = 0$ hasta que se implemente el Mercado de Servicios Complementarios y los generadores puedan contratar el servicio de RPF en dicho mercado. Esta excepción se aplicará únicamente a las centrales que, por limitaciones técnicas comprobadas y con un nivel alto de incumplimiento verificado en su historial, no puedan prestar el servicio de RPF. No corresponderá extender este tratamiento a las centrales cuyo incumplimiento derive de decisiones comerciales y no de restricciones técnicas.

Sustento

En la determinación del Cargo INC, la variable de transición t debería fijarse en $t = 0$ hasta que se implemente el Mercado de Servicios Complementarios (MSC) para que los generadores puedan contratar el servicio de RPF en el MSC pero esta excepción debería aplicarse únicamente a las centrales que, por limitaciones técnicas comprobadas, no pueden prestar el servicio de RPF y tienen un nivel alto de incumplimiento, lo cual puede verificarse a partir de su nivel de incumplimiento histórico. En consecuencia, no correspondería extender dicho tratamiento a aquellas centrales cuyo incumplimiento de la RPF obedece a decisiones de carácter comercial y no a restricciones técnicas.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario.

El Proyecto busca incentivar el cumplimiento del servicio de RPF en concordancia con lo establecido en la NTCOTRSI. En ese sentido, restringir los mecanismos habilitados para el cumplimiento de la prestación de este servicio a un grupo de generadores, contradice el propósito de este Proyecto, el cual, busca incentivar el cumplimiento efectivo del servicio por parte de aquellos con obligación de brindarlo.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

9. Comentarios de Celepsa

9.1 Comentario 1 de Celepsa

Numeral 4

"4. ALCANCE

Este procedimiento es aplicable a todas las centrales de generación conectadas al SEIN con obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de conformidad con lo establecido en la NTCOTRSI, tales como centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales de cogeneración calificadas y cualquier otra tecnología de generación que no se encuentre exonerada por dicha norma."

Sustento

El proyecto de modificación del PR-21 pretende ampliar su alcance para incluir a centrales sin Operación Comercial, sustentándose en el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI (del año 2005) y en el artículo 93 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (del año 1993), los cuales incluyen como "Integrantes del Sistema" también a los generadores que no pertenecen al COES.

Sin embargo, debe considerarse que estas normas son anteriores a la aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado en el año 2016 y modificado en el 2018, que actualmente establece el marco vigente para la participación en el mercado y en los servicios complementarios (entre ellos, la RPF).

El Reglamento del MME señala que:

Artículo 4.1: El MME está constituido por el Mercado de Corto Plazo (MCP) y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, y es administrado por el COES.

Artículo 2.1: Para participar en el MME se requiere:

- a) Ser Integrante del COES,
- b) Implementar mecanismos de envío de información,
- c) Constituir garantías,
- d) No tener deudas pendientes, y
- e) Suscribir una declaración jurada de aceptación de responsabilidades.

Conforme a esta normativa, solo las centrales que han ingresado a operación comercial y son Participantes del MME pueden ser incorporadas en los mecanismos de asignación de servicios complementarios como la RPF.

Por tanto, no resulta jurídicamente viable ni operativamente factible incluir a centrales sin Operación Comercial dentro del ámbito del PR-21, porque: (i) No cumplen las condiciones del art. 2.1 del Reglamento del MME (no son Participantes); y (ii) Al no formar parte de las liquidaciones del COES no habría asignaciones por incumplimientos de RPF.

Opinión Coes

En desacuerdo con el Agente. La modificación planteada no constituye una ampliación del alcance previamente establecido por el PR-21. Por el contrario, se enmarca dentro de lo dispuesto en el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI, el cual establece que "todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW" deben prestar de manera obligatoria y permanente el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF). Dicha norma regula aspectos operativos y no diferencia entre centrales que tienen o no Operación Comercial.

De esta manera, la propuesta de modificación del PR-21 únicamente recoge una obligación ya prevista en la NTCOTRSI y prevé que se remita la información de su operación al COES. Esto último con la finalidad del proceso de evaluación de frecuencia en sistemas aislados que es supervisado por OSINERGMIN, en el marco del numeral 5.2.7 de la NTCSE.

Asimismo, debe precisarse que el PR-21 no contempla la asignación por incumplimiento de RPF a las centrales que no están en Operación Comercial, toda vez que no participan en el MME, siendo competencia de OSINERGMIN el velar por el cumplimiento de la obligación prevista en el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI. Únicamente prevé el envío de información que necesita el COES en su condición de operador del Sistema.

Finalmente, debe advertirse que el Reglamento del MME y la NTCOTRSI regulan aspectos distintos, el primero de ellos regula el Mercado Mayorista de Electricidad, el cual está conformado por el MCP y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, mientras que la NTCOTRSI regula aspectos operativos, fijando obligaciones para el Coordinador y los Agentes, necesarios para una correcta operación del Sistema.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

9.2 Comentario 2 de Celepsa

Numeral 6

"6 PLAZOS DE PUBLICACIONES COES

6.1 El reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación y será emitido el

miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.

(...)

6.5 El informe anual del FaC deberá ser publicado en noviembre del año anterior al inicio de su ejecución. Los demás estudios o informes señalados en el numeral 5.5 deberán publicarse antes del 30 de noviembre del año correspondiente. En todos los casos, estos serán publicados a través del sitio web del COES y su aplicación se iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente al de su publicación."

Sustento

1. Respecto al informe anual sobre la magnitud de RPF, en el PR21 vigente se indica que éste debe ser remitido por el COES a OSINERGMIN para su aprobación. La modificación no está mencionando la aprobación del regulador (OSINERGMIN). Aclarar si se está omitiendo la aprobación del regulador o esta se mantiene.
2. Respecto a la publicación de los estudios listados en el numeral 5.5, la modificación debe precisar que éstos serán prepublicados para observaciones o sugerencias de los Participantes del COES.

Opinión Coes

De acuerdo con lo indicado.

Actualmente el "Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF" y el "Estudio que determina el Tiempo de Aporte para RPF (TAp)" es remitido a los agentes para su revisión y emisión de observaciones, sin embargo el procedimiento vigente sólo se pronuncia sobre esta remisión respecto al primer estudio, en ese sentido, en el numeral 7.1 k), se sugiere incluir el "Estudio que determina el Tiempo de Aporte para RPF (TAp)" será comunicado a los Integrantes los cuales podrán remitir al COES sus observaciones.

"7.1 Del COES

...

k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los resultados serán comunicados a los Integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones.

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal k) del numeral 7.1 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

- "k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los resultados serán comunicados a los Integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones."

9.3 Comentario 3 de Celepsa

Numeral 7.3 y 7.4. (incorporadas)

"7.3 De los titulares de los Grupos y Centrales sin Operación Comercial que se encuentren comprendidas dentro del alcance del numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI

- a) *Brindar el servicio de RPF con cada una de sus Grupos o Centrales conforme a los requisitos establecidos en el presente procedimiento.*
- b) *Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y/o Centrales durante la prestación del servicio de RPF, según lo establecido en el presente procedimiento.*
- c) *Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES, según sea el caso. Esta obligación no aplica a aquellos Grupos que no operaron durante el día.*
- d) *Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 2 meses. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.*

7.4 De los titulares de Equipos para RPF

- a) *Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia, potencia y otras señales de entrada necesarias para el modelo obtenidas mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. Esta obligación no aplica a aquellos Equipos para RPF que no operaron durante el día. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. En caso de no recibir esta información del equipo, se considerará como una declaración con valores de cero (0), salvo esta información haya sido declarada por los titulares de los Grupos y Centrales a los cuales estuvo vinculado durante el día de evaluación.*
- b) *Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 2 meses. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.*
- c) *Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro del Equipo para RPF, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.*

d) *Comunicar al COES en caso un Equipo para RPF de su propiedad se encuentre imposibilitado parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia.*

Esta comunicación no exime al Generador cuyo Grupo o Central se encuentre vinculado al Equipo para RPF informar a sus Delegantes sobre la indisponibilidad de dicho equipo.

e) *Cualquier otra información referida a la operación del Equipo para RPF que sea solicitada por el COES."*

Sustento

La incorporación del numeral 7.3 impone obligaciones de prestación de RPF y remisión de información diaria a titulares de centrales sin operación comercial, categorías que no califica como Participantes del MME ni Integrantes del COES.

Esto genera incompatibilidad con el Reglamento del MME (D.S. 026-2016-EM), que requiere ser Integrante del COES y Participante para poder formar parte de los mecanismos de servicios complementarios.

Cabe indicar que, con el artículo 33 de la Ley N° 32249 se estableció que el Ministerio de Energía y Minas aprobaría el marco normativo para promover y generar el mercado de servicios complementarios para la provisión de servicios necesarios para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad desde la generación hasta la demanda. En ese sentido, antes de realizar una modificación sobre el alcance de las Centrales sin Operaciones se debería esperar la emisión del Reglamento del Ministerio de Energía y Minas con la creación del Mercado de Servicios Complementarios.

En tal sentido, la modificación del PR-21 únicamente debe comprender a las centrales con operación comercial y participantes del MME, conforme al marco legal vigente. Hasta que haya una modificación en el Reglamento del MME y se de la creación del Reglamento de los Servicios Complementarios por parte del MINEM.

Opinión Coes

En desacuerdo con el Agente. Lo establecido en el proyecto de modificación respecto a la obligación de las Centrales de Generación sin Operación Comercial de brindar la RPF no constituye una obligación nueva. Debe tenerse en cuenta que el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI establece que "La Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW. (...)", sin hacer distinción respecto a si cuentan o no con Operación Comercial.

Así, la entrada en vigencia del Reglamento del MME, así como de la Ley N° 32249 no supone, de manera alguna, la derogación del numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI. De esta manera, el referido numeral de la NTCOTRSI resulta plenamente aplicable.

Ahora bien, respecto a la sugerencia de esperar la emisión del Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios en el marco de la Ley N° 32249 antes de avanzar con la modificación del PR-21, corresponde señalar que la propuesta de modificación fue presentada con anterioridad a la promulgación de dicha ley, luego de ello el regulador ha decidido continuar con su revisión; entendemos que se debe a que no ha identificado contradicción alguna entre el contenido de la Ley N° 32249 y la propuesta de modificación del PR-21.

Asimismo, asumimos que el regulador ha tenido en cuenta que la Ley N.º 32249 fue publicada el 19 de enero de 2025, y que el plazo establecido “no mayor de ciento veinte días calendario” para adecuar las normas venció el 19 de mayo de 2025. En ese contexto, habiendo transcurrido casi cinco meses desde dicho vencimiento y sin que exista certeza sobre la fecha de publicación del mencionado reglamento, no resulta razonable detener el avance de mejoras normativas que no presentan incompatibilidades identificadas.

Finalmente, se reitera que la única nueva obligación que se está introduciendo para las centrales que no cuentan con Operación Comercial, se refiere al envío de información que necesita el COES en su condición de operador del Sistema.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

9.4 Comentario 4 de Celepsa

Numeral 10.5

“VINCULACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA RPF

10.5 Un Equipo para RPF podrá establecer una Vinculación para RPF permanente o temporal por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo para RPF.

10.6 La Vinculación para RPF no exime al Grupo o Central su obligación de brindar el servicio de RPF.

10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- a) Grupo o Central y Equipo para RPF vinculados.*
- b) La magnitud de la RA del Grupo o Central que será entregada mediante el Equipo para RPF vinculado.*
- c) Periodo de vigencia de la Vinculación para RPF.*

La solicitud de vinculación con el Equipo para RPF deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central y confirmada por el titular del Equipo para RPF hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p).

- 10.8 *Para cada Periodo Horario programado en el PDO, la Vinculación para RPF se mantendrá vigente, salvo que el Grupo o Central vinculado salga de servicio y además no se disponga de otra vinculación programada.*
- 10.9 *La ejecución de la Vinculación para RPF programada será obligación y responsabilidad del titular del Grupo o Central vinculado, no requerirá la coordinación del operador del Sistema.*
- 10.10 *La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo para RPF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:*

- a) *Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF esté vinculado a un Grupo o Central, las inyecciones y los consumos del equipo serán considerados como una Entrega del Grupo o Central vinculado. Si más de un Grupo y/o Central brindan su servicio de RPF mediante un mismo equipo, las inyecciones y consumos del equipo se considerarán como una entrega del Grupo o Central vinculado.*

"

Sustento

Si bien es cierto que el literal c) del numeral 10.7 habla de la vigencia mínima de la vinculación, no es claro en indicar el periodo o límite de esta vinculación. Se sugiere que la vinculación tenga una duración igual al periodo de solicitud de vinculación gestionada por el titular del Grupo.

Sobre el literal a) del numeral 10.10., se sugiere aclarar que la entrega del Grupo o Central vinculado será la inyección descontada del consumo para cada Intervalo de Mercado.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 5 de Engie y Comentario 10 de Orygen.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 5 de Engie y al Comentario 10 de Orygen.

9.5 Comentario 5 de Celepsa

Numeral 13.3.

"13.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

En caso el COES evidencie un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF tal que comprometa la estabilidad y seguridad del SEIN, solicitará al titular del Grupo, Central o Equipo para RPF que se encuentre incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación. Para ello, el COES remitirá a dicho titular un informe técnico de sustento con el análisis realizado y detalle de la metodología utilizada.

Se considera desempeño inadecuado de un Grupo, Central o Equipo para RPF cuando su aporte de reserva para RPF presenta un comportamiento oscilatorio en fase con algún modo oscilatorio de la frecuencia del SEIN.

Detectado el desempeño inadecuado del Grupo, Central o Equipo para RPF se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al titular del Grupo, Central o Equipo para RPF, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.*
- b) El titular del Grupo, o Central o Equipo para RPF tendrá un plazo de seis (06) meses calendario para responder la solicitud del COES mediante un informe en el cual se detalle los resultados de la modificación de parámetros y las..."*

Sustento

En el supuesto caso que en la futura creación del Mercado de Servicios Complementarios, dispuesto por medio de la Ley 32249, los prestadores de servicios complementarios (como los Equipos para RPF) se incorporen como integrantes del COES, deberán tener obligaciones, derechos y responsabilidades propias.

En ese sentido, si se les atribuye un rol activo en la prestación de RPF, se sugiere que se aclare en el numeral 13.3 que también deberán asumir directamente las consecuencias de fallas en su desempeño.

Opinión Coes

En desacuerdo con el agente.

El presente procedimiento no incluye a los Proveedores de Servicios Complementarios, pues, no aún no se cuenta con reglamentación. Por lo tanto, no se pueden establecer lo solicitado en el comentario.

Por otro lado, respecto a la evaluación de desempeño de los Equipos RegFrec, se observa que el Proyecto no contempla el caso el que el Titular del Equipo RegFrec no subsane las observaciones por desempeño inadecuado conforme a lo indicado en el literal d) del numeral 13.3. En ese sentido, se considera adecuado incorporar que, de no haberse subsanado las observaciones en el plazo establecido, dicho Equipo RegFrec no podrá ser programado para la Vinculación con algún Grupo o Central hasta que el COES emita una carta de conformidad respecto a su adecuado desempeño del servicio de RPF.

En ese sentido, se sugiere modificar el literal d) del numeral 13.3 de la siguiente manera:

"

d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo ~~RegFrec para RPF~~ no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo, Central o los Grupos y Centrales que brinden el servicio de RPF mediante el Equipo ~~RegFrec para RPF~~ involucrado, tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un %RPNS=100 mientras que, el Equipos RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán hasta que el COES emita una carta expresando la conformidad ~~con~~ del adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF."

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral literal d) del numeral 13.3 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

"d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo, Central o los Grupos y Centrales que brinden el servicio de RPF mediante el Equipo RegFrec—involucrado, tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un %RPNS=100 mientras que, el Equipos RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán hasta que el COES emita una carta expresando la conformidad del adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF."

9.6 Comentario 6 de Celepsa

Numeral 14 "Cargo por incumplimiento de los Grupos en Operación Comercial

Modificado. Ver pág. 19-21.

Sustento

Se sugiere no modificar la penalidad que existe actualmente en el PR-21, debido a que cambiarlo como sugiere la propuesta genera una diferenciación notoria entre el monto penalizable para la tecnología hidro que para la tecnología térmica, pudiendo esto considerarse como discriminatorio entre una y otra tecnología. Además, siendo ambos incumplimientos del mismo impacto para el sistema, no

debería haber diferencias entre los montos de la penalidad (esto no ocurre con el actual PR-21).

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 3 de Fenix

Análisis

Ver Análisis al Comentario 3 de Fenix.

10. Comentarios de Inland Energy S.A.C. (Inland)

Comentario General de Inland

Inland menciona que en enero de 2025 se promulgó la Ley N° 32249, que introdujo modificaciones sustanciales al marco legal de la generación eléctrica, incluyendo cambios en el esquema de prestación de los servicios complementarios, entre los cuales se encuentran los servicios de reserva rotante que abarcan la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Esta Ley establece que la reglamentación y administración de dichos servicios estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas, el cual deberá adecuar la normativa vigente para su implementación en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días calendario. Asimismo, dispone que el nuevo capítulo referido a los servicios complementarios entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2026.

En ese contexto, considerando que nos encontramos en el mes de septiembre y que la entrada en vigencia del nuevo esquema regulatorio es inminente, resulta contrario a lo establecido en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS-CD, que se pretenda aprobar procedimientos que introduzcan conceptos que podrían ser modificados por la normativa que está próxima a definirse.

En efecto, el numeral 6.1 de dicha Guía señala que, para sustentar una modificación de un procedimiento técnico, se debe analizar cómo evolucionaría el problema público en el tiempo si no se aprueba la modificación. Asimismo, si se propone una alternativa de solución, debe evaluarse si los efectos de su implementación podrían variar en el futuro. En el caso de las propuestas PR-21 y PR-22, se observa que ni el COES ni Osinergrmin han considerado si los problemas identificados podrían resolverse con la aprobación del nuevo reglamento de servicios complementarios. Tampoco se ha reconocido que la normativa en proceso de definición podría requerir ajustes posteriores que interfieran con la estabilidad regulatoria y las señales que el mercado brinda a los agentes.

Debemos recordar que, entre las medidas planteadas en los proyectos PR-21 y PR-22 se incluyen modificaciones relevantes en el diseño del mercado, tales como la redefinición de conceptos —como el “costo de oportunidad” en el PR-22 y el “cargo por incumplimiento” en el PR-21—, la variación del esquema de delegación del servicio de regulación primaria de frecuencia (“RPF”), y la inclusión de Equipos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (“RSF”). Estas propuestas, si bien responden a objetivos legítimos como incentivar un mayor cumplimiento de RPF y reducir el déficit de ofertas en el mercado de ajuste de RSF, también constituyen señales que generan expectativas de inversión entre

los agentes del mercado. Por ese motivo, si se implementan en un contexto normativo aún en transición, corren el riesgo de perder vigencia en el corto plazo. Esto podría traducirse en decisiones de inversión no recuperables, distorsiones en el mercado y un uso ineficiente de los recursos institucionales por parte de Osinerghmin.

Sobre este último punto, es importante recordar que el artículo 14 del Reglamento General de Osinerghmin establece que las decisiones del regulador deben orientarse a lograr una asignación eficiente de recursos y alcanzar los objetivos regulatorios al menor costo posible para la sociedad. Desde esta perspectiva, aprobar un procedimiento técnico que introduce cambios sustanciales en la regulación de los servicios de RPF y RSF sin contar aún con la reglamentación definitiva que definirá su marco operativo, representa un riesgo regulatorio innecesario que podría comprometer la coherencia normativa, y generar confusión entre los agentes del mercado sobre las señales que este brinda.

A modo de ejemplo, actualmente la regulación establece que los servicios de regulación primaria de frecuencia –como la inercia sintética– son obligatorios y no remunerados. No obstante, el nuevo numeral 33.2 de la Ley N° 28832, introducido por la Ley N° 32249, prevé un esquema de oferta y demanda de los servicios complementarios en un entorno competitivo y remunerado. En ese sentido, surge la interrogante de si estos servicios podrían migrar hacia un esquema competitivo y remunerado, en línea con las disposiciones introducidas por la nueva normativa.

En la misma línea, el proyecto de PR-22 establece que los Equipos para RSF (por ejemplo, baterías) solo podrán brindar el servicio si están vinculados a una Unidad de Generación. Sin embargo, considerando que el numeral 33.2 de la Ley N° 28832 prevé un entorno competitivo para la prestación de servicios complementarios, sin restricciones sobre el tipo de agente, aún es debatible si el nuevo reglamento permitirá que los Equipos para RSF puedan operar de forma independiente, sin estar asociados a una Unidad de Generación.

Como se evidencia en los ejemplos mencionados, el marco conceptual y operativo de los servicios complementarios está en proceso de cambio. Esto refuerza la necesidad de esperar a la reglamentación definitiva antes de introducir modificaciones en los procedimientos técnicos. Por ello, consideramos que no corresponde aprobar las modificaciones propuestas a los PR-21 y PR-22 hasta que se cuente con la reglamentación final del nuevo esquema de servicios complementarios. Postergar su aprobación permitirá asegurar la coherencia normativa y garantizar que las decisiones regulatorias se alineen con los principios de eficiencia y efectividad que deben regir la actuación de Osinerghmin.

Análisis

No corresponde, por el momento, tomar en cuenta la Ley N.º 32249 como sustento operativo o regulatorio a cumplir la normativa vigente referido a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES, debido a que aún no se cuenta con los reglamentos que desarrollen la aplicación de dicha Ley, y como bien menciona Kallpa dicho encargo lo tiene el Ministerio de Energía y Minas. En ausencia de dicha reglamentación, la Ley no define el marco operativo, los criterios de diseño de mercado ni las reglas de participación necesarias para su implementación efectiva. En ese contexto, cualquier intento de anticipar

sus efectos mediante la aprobación de nuevos criterios o procedimientos técnicos carecería de base normativa suficiente y podría generar inconsistencias con el marco regulatorio vigente.

Asimismo, los criterios propuestos en el proyecto de modificación del PR-21 y PR-22 resultan aplicables en la situación actual, dado que ya existen mecanismos de mercado para la provisión de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). En cuanto a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esta ha sido recientemente actualizada mediante la modificación de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) aprobada por el Ministerio de Energía y Minas en octubre de 2025, lo que establece un marco específico y vigente para su prestación. Sobre esto último, el COES ya presentó el proyecto de modificación del PR-21 para adecuar dicha modificación de la NTCOTRSI el cual seguirá los plazos previstos en el Guía.

El análisis del presente comentario se complementa en el Informe Legal N° 074-2026-GRT.

Por lo tanto, no corresponde postergar la publicación de la modificación del PR-21 debido al presente comentario.

10.1 Comentario 1 de Inland

1. La propuesta hace que se trasgreda el numeral 33.1 de la Ley N°28832, al no generar los incentivos adecuados para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad

Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21, hemos identificado que el ajuste al Cargo por Incumplimiento no está generando los incentivos adecuados para garantizar la prestación del servicio de RPF. Esto se debe a que el precio por el cargo por incumplimiento es el valor máximo del COR y de la diferencia entre el Costo Marginal (CMg) y el Costo Variable (CV), siendo el CV mayor que el CMg para las centrales térmicas supramarginales que estén despachando. En consecuencia, dichas centrales térmicas no tendrán incentivos a brindar el servicio de RPF ante un COR bajo, dado que la diferencia entre el CMg y el CV será negativa.

En ese sentido, consideramos que la alternativa más adecuada sería establecer el cargo por incumplimiento con una dependencia única del CMg, multiplicado por un factor mayor a uno.

Opinión Coes

Las centrales térmicas supramarginales poseen un costo variable mayor al costo marginal, lo que implica que el costo de producir es mayor a los ingresos que recibe por operar en el spot, por lo que, en este caso se le compensa de manera que puedan recuperar sus costos variables. En esta situación, si la central decidiese no brindar el servicio de la RPF, se le aplicaría una penalidad en función del COR según la formulación propuesta, siendo dicha penalidad para la central, un costo que no podrá recuperar.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11. Comentarios de Orygen Perú S.A.A. (Orygen)

Comentario General de Orygen

Solicita que la discusión actualmente en curso sobre eventuales modificaciones a la regulación de frecuencia (tanto primaria como secundaria) sea suspendida hasta que se conozcan los alcances del futuro Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios (MSC).

Como es de conocimiento del regulador, de conformidad con la Ley N° 32249, a partir del 1° de enero de 2026 entrará en operación el nuevo MSC, cuyo diseño introduce un marco de reglas específico y representa un cambio sustancial respecto de la regulación vigente de los servicios complementarios. En tal sentido, y a fin de preservar la coherencia normativa entre dicho dispositivo legal y las modificaciones que se evalúan en los procedimientos técnicos, solicitamos respetuosamente que OSINERGMIN postergue el debate y la eventual modificación de estos procedimientos hasta que se aprueben las reglas que regirán el nuevo MSC

Análisis

Ver análisis al Comentario General de Inland y al Comentario General de la SPR.

Por lo tanto, no corresponde postergar la aprobación de la modificación del PR-21.

11.1 Comentario 1 de Orygen

Numeral 3.3 Periodo de horario (p)

Para una mejor aplicación del procedimiento, solicitamos explicitar cuál es el valor del **"tiempo"** al que hace referencia en Periodo horario (p)

Sustento

El enunciado **"abarca un rango de tiempo determinado"** resulta impreciso, para lo cual se requiere una aclaración, especificando el valor del tiempo (1 hora, 30 min, etc.)

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario.

Con el fin de brindar una mayor claridad respecto al periodo de tiempo que corresponde al Periodo Horario en el presente procedimiento, se propone precisar en la definición que dicho intervalo será el establecido en el literal e) del numeral 5.5 del mismo procedimiento. En ese sentido, se considera la siguiente modificación:

“

3.ABREVIATURA Y DEFINICIONES

(...)

Periodo Horario (p): Intervalo específico dentro del día que abarca un ~~rango de~~ tiempo determinado *el cual es definido en el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento.*

...

"

Cabe precisar que, la Segunda Disposición Complementaria del Proyecto define tres (03) Periodos Horarios iniciales:

- Primero, entre las 00:00 y 08:00 horas;
- Segundo, entre las 08:00 y 18:00 h;
- Tercero entre las 18:00 y 24:00 horas.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la definición de Periodo Horario (p) del numeral 3 del proyecto de modificación del PR-21, quedará redactado de la siguiente manera:

"Periodo Horario (p): Intervalo específico dentro del día que abarca un tiempo determinado el cual es definido en el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento."

11.2 Comentario2 de Orygen

Numeral 4

Se solicita confirmar la exoneración de la tecnología no convencional y RER respecto de la obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Sustento

A efectos de mayor claridad, se solicita confirmar la exoneración de las tecnologías no convencionales y RER de la obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario

Lo solicitado por Orygen no es necesario de precisar ya que las exoneraciones están claramente establecidas en la NTCOTRSI.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.3 Comentario 3 de Orygen

Literal a) - numeral 5.5

Se solicita evaluar el impacto de la delegación por Área del SEIN e incorporar en el glosario de términos la definición de "Área representativa del SEIN".

Sustento

El estudio debería considerar expresamente el impacto de la delegación por cada Área del SEIN, de manera que se pueda identificar con mayor claridad el beneficio de la Delegación en cada área del sistema.

Asimismo, dado que el término "Área representativa del SEIN" resulta clave para la interpretación del procedimiento, se recomienda incorporarlo en el glosario a fin de otorgar precisión y uniformidad en su aplicación.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario,

La definición indicada se encuentra incluida en el Estudio que sustenta la "Determinación de la Magnitud Máxima de RRPf Delegable en el SEIN" correspondiente al literal a), numeral 5.5 del PR-21.

Ello mantiene flexibilidad técnica para adaptarse a la evolución del sistema y sus requerimientos operativos, además que, futuros estudios técnicos podrían incorporar nuevos equipos adicionales o criterios para determinar la Máxima magnitud de RPF Delegable

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.4 Comentario 4 de Orygen

Literal b) - Numeral 7.2

Se solicita modificar el plazo de entrega de la información hasta las 24:00 horas del día siguiente.

Sustento

Como todo proceso, el manejo y procesamiento de información está expuesto a contingencias (pérdida de conectividad, ciber ataques, etc.). Por lo que, solicitamos que este plazo sea razonable. Cabe añadir que es práctica del COES actualizar la información para otros procesos como el de las Transferencias de Potencia y

Energía, razón adicional para extender el plazo a fin de cautelar una adecuada provisión de información.

Opinión Coes

No procede.

Ver opinión de Comentario 1 de Engie.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 1 de Engie.

11.5 Comentario 5 de Orygen

Literal c) - Numeral 7.2

Se solicita evaluar el almacenamiento por un mínimo 45 días, y no por un periodo mínimo de 2 meses.

Sustento

La capacidad de memoria de los medidores puede variar según el fabricante, el modelo y la configuración aplicada. No obstante, en términos prácticos, se observa que muchos equipos alcanzan a registrar información de manera continua por alrededor de **45 días como mínimo**.

Opinión COES

Ver opinión de Comentario 1 de Orizons B&T.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 1 de Orizons B&T.

11.6 Comentario 6 de Orygen

Numeral 7.2 d)

Se solicita agregar una exoneración del envío de la información del Setpoint de las URS a los Grupos o Centrales que utilizan Equipos para RPF.

Sustento

La evaluación RPF de los Grupos o Centrales que utilizan Equipos para RPF se hace sobre ellos mismos y no sobre los Grupos o Centrales.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

En consecuencia, la ausencia de esta información impediría determinar adecuadamente el cumplimiento de reserva.

El SetPoint se utiliza para el cálculo de la Reserva Asignada (RA) del Grupo o Central cuando estos brindan de manera simultánea el servicio de RPF y RSF. Esta información resulta indispensable para determinar el %RPNS de la unidad

evaluada y en consecuencia el incumplimiento del Grupo y/o Central Vinculada.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.7 Comentario 7 de Orygen

Numerales 8.4 y 10.5

Se solicita precisar el alcance del término “**mismo sistema eléctrico**”.

Se sugiere hacer referencia a que los Equipos para RPF no podrán estar asociados a Grupos o Centrales cuando cualquiera de ellos quede dentro de un sistema eléctrico aislado.

Sustento

- (1) La redacción actual puede prestarse a diversas interpretaciones respecto a la condición de Encargada de los Grupos o Centrales.
- (2) En la práctica el SEIN puede tomar diversas configuraciones eléctricas (incluso dentro del mismo sistema eléctrico) y que puedan generar alguna duda al momento de aplicar este numeral.

Opinión Coes

De acuerdo con la aclaración.

La propuesta considera como “mismo sistema eléctrico” la agrupación de instalaciones eléctricas que operan de manera coordinada para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Dicha agrupación puede constituir el propio Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o un Sistema Temporal Aislado.

En ese sentido, un Equipo RegFrec solo podrá vincularse a un Grupo o Central cuando ambas partes estén operando en el SEIN o en el mismo Sistema Aislado Temporal, numeral 10.5 del proyecto del PR-21.

De manera similar, los Grupos y Centrales sólo podrán delegar su servicio de RPF a sus respectivos Encargadas cuando ambas partes se encuentren operando en el SEIN o en el mismo Sistema Aislado Temporal, numeral 11.2 del proyecto del PR-21.

Se sugiere actualizar la redacción del numeral 8.4 de la siguiente manera:

“8.4 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas y/o que utilicen los Equipos ~~RegFrec para RPF~~, tendrán la condición de Encargadas mientras se encuentren operando en el mismo sistema eléctrico ~~que su Delegante~~.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 8.4 del proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con la siguiente redacción:

“8.4 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas y/o que utilicen los Equipos RegFrec, tendrán la condición de Encargadas mientras se encuentren operando en el mismo sistema eléctrico que su Delegante.”

11.8 Comentario 8 de Orygen

Numeral 8.5

Se solicita precisar el criterio a aplicar respecto al límite de cinco cifras decimales en los registros, indicando expresamente si corresponde truncar o redondear los valores.

Sustento

La ausencia de una definición uniforme sobre el tratamiento de las cifras decimales podría generar discrepancias en los cálculos entre el COES y los Agentes, dependiendo del criterio adoptado por cada parte. Es importante unificar un criterio.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario.

Respecto a los Propuesta de envío de registros con hasta 5 decimales, el criterio adoptado en el Proyecto tiene como objetivo uniformizar el tipo de información recibida por los agentes. En caso los registros sean remitidos con mayor cantidad de decimales estos serán truncados al quinto decimal. Adicionalmente, se ha verificado mediante la simulación de 233 evaluaciones del cumplimiento del servicio de RPF, para diversas unidades de generación, en distintos intervalos de evaluación que, el aumento de 6 a 10 decimales no afecta el valor del incumplimiento calculado mediante truncamiento de 5 decimales.

Ver texto en la opinión al Comentario 2 de Orizon B&T.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis al Comentario 2 de Orizon B&T.

11.9 Comentario 9 de Orygen

Numeral 8.6

Se solicita explicar el alcance de contar con “varios” equipos de medición.

Sustento

En el procedimiento vigente se consideraba suficiente contar con un solo equipo de medición, para lo cual se hace necesario contar con el sustento para incorporar en la modificación “Varios” equipos.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario

El numeral 8.6 del Proyecto refiere a la cantidad de medidores que el agente pueda disponer para brindar al COES el total de su reserva asignada, ello significa que, el Titular del Grupo o Central tendrá la opción de remitir dicha reserva total a través de un sistema de medición o a través de más de un equipo de medición.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.10 Comentario 10 de Orygen**Numeral 10.10 a)**

Se solicita precisar el mecanismo de asignación, de qué manera se realizará la división porcentual del servicio de RPF cuando un mismo equipo brinde el servicio a varios Grupos y/o Centrales.

Sustento

La redacción no resulta precisa sobre la división del porcentaje de asignación del servicio de RPF, lo cual podría generar interpretaciones y criterios divergentes.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario, se precisa lo solicitado.

Respecto al literal a) del numeral 10.10, las inyecciones y consumos del Equipo RegFrec se considerarán como una Entrega del Grupo o Central Vinculado, pues, el Equipo RegFrec se encuentra vinculado únicamente a un Grupo o Central. El aporte total del servicio de RPF del Grupo o Central Encargado y su Equipo RegFrec vinculado será el aporte de reserva a repartir entre los Grupos o centrales Delegantes y el Grupo o Central Encargado.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.11 Comentario 11 de Orygen**Numeral 10.10 b)**

Se solicita que se aclare para quienes aplicaría el contrato de suministro, puesto que podría ser para un transmisor u otro agente diferente al Generador.

Sustento

A efectos de una correcta aplicación de este numeral, debe aclararse expresamente a qué agentes aplicará este contrato.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 7 de Engie.

11.12 Comentario 12 de Orygen**Numerales 11.7 y 11.8**

Se solicita precisar el alcance del término "Delegación programada"

Sustento

Este término se puede entender desde diferentes interpretaciones, como la de Estudio o las del Programa Diario de Operación; por lo cual, a efectos de mejor aclaración, se tiene que especificar.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario.

La Delegación Programada refiere aquella que ha sido considerada en el PDO y ha cumplido con lo indicado en el numeral 11.5 del PR-21. En ese sentido, para una mayor aclaración, se sugiere precisar lo indicado en el numeral 11.7 de la siguiente manera:

"

11.7(...) El resultado de la ejecución de las delegaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 h del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutada ~~la~~ las Delegaciones Programadas del PDO que no son de respaldo. Para ningún efecto la Delegación ejecutada podrá ser mayor que la Delegación programada en el PDO.

"

Por otro lado, respecto al numeral 11.8 mencionado, puesto que este refiere a la magnitud máxima de RPF delegable, corresponde modificar dicho numeral de la siguiente manera:

"

11.8 La magnitud máxima de RPF delegable corresponderá a la determinada por el Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del

SEIN, conforme al literal a) del numeral 5.5 del presente procedimiento. ~~Para ningún efecto, la Delegación ejecutada podrá ser mayor que la Delegación programada.~~"

"

En línea al numeral anterior, y con el fin de mantener un orden de ideas entre el numeral 11.8 y la programación de Delegaciones en el numeral 11.5, se sugiere incorporar en este último numeral que, las Delegaciones programadas no deben transgredir a la magnitud máxima de RPF delegable. De este modo, se sugiere incorporar lo siguiente:

(...)

Para la programación, el tiempo mínimo de vigencia de la Delegación será de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Delegaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

La solicitud deberá ser gestionada por el titular de la Delegante y confirmada por los titulares de las Encargadas a través del medio establecido por el COES hasta las nueve (09:00) horas del día previo a su ejecución. En ningún caso se considerarán solicitudes y modificaciones fuera de plazo.

El total de las Delegaciones programadas en el PDO, no deberán transgredir la magnitud máxima delegable de RPF.

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numeral 11.5 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con lo siguiente:

"11.5 Para la elaboración del PDO, el titular del Grupo o Central que requiera brindar su servicio de RPF mediante una Encargada, deberá comunicar al COES su solicitud con el siguiente detalle:

- a) La identificación del Delegante.
- b) La identificación de las Encargadas con y sin Equipo *RegFrec* vinculado.
- c) La capacidad delegada ("Cd" definida en el Anexo 3) a cada Encargada.
- d) Vigencia de Delegación con cada Encargada especificando los Periodos Horarios.
- e) De manera opcional, el listado de Encargadas de respaldo, para este caso deberá incluir el detalle de los literales a) al d) anteriores.

Para la programación, el tiempo mínimo de vigencia de la Delegación será de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite

para modificar las Delegaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

La solicitud deberá ser gestionada por el titular de la Delegante y confirmada por los titulares de las Encargadas a través del medio establecido por el COES hasta las nueve (09:00) horas del día previo a su ejecución. En ningún caso se considerarán solicitudes y modificaciones fuera de plazo.

El total de las Delegaciones programadas en el PDO, no deberán transgredir la magnitud máxima delegable de RPF.”

Asimismo, los numerales 11.7 y 11.8 del proyecto de modificación del PR-21 quedarán redactados de la siguiente manera:

- “11.7 Durante el día de ejecución, los titulares de los Grupos y Centrales podrán coordinar bajo su responsabilidad la actualización de sus delegaciones únicamente entre aquellos respaldos que hayan sido declarados en el numeral 11.5 y dichas actualizaciones deberán considerar cortes horarios. El resultado de la ejecución de las delegaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutado las Delegaciones programadas del PDO que no son de respaldo. Para ningún efecto la Delegación ejecutada podrá ser mayor que la Delegación programada en el PDO.
- 11.8 La magnitud máxima de RPF delegable corresponderá a la determinada por el Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN, conforme al literal a) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

11.13 Comentario 13 de Orygen

Numeral 13.1 a)

Se solicita explicar cómo se obtendrán el conjunto de muestras y cuál es el periodo de tiempo de cada conjunto.

Sustento

En el procedimiento vigente el conjunto de muestras tiene un periodo de tiempo de 5 minutos, mientras que en la propuesta de modificación no resulta claro si dicho periodo se mantiene o cuál sería el nuevo valor. Es importante que se corrija esta omisión en el proyecto.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 4 de Fenix.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 4 de Fenix..

11.14 Comentario 14 de Orygen

Numeral 13.1 a) i

Se sugiere, tomar en cuenta el siguiente criterio:

“Para aquellos Grupos o Centrales que hayan realizado ensayos por requerimiento de los procedimientos del COES o que hayan operado durante condiciones externas del SEIN que hayan repercutido en su adecuado desempeño de RPF, deberían ser excluidos del cumplimiento del servicio de RPF”.

Sustento

Por un principio de igualdad, la exoneración debería darse en todos los ensayos del COES, así como en situaciones externas como la presencia de oscilaciones en el SEIN.

Opinión Coes

Parcialmente de acuerdo con el comentario.

Se considera que no debe evaluarse el cumplimiento de servicio de RPF a aquellos Grupos y Centrales que, a requerimiento del COES y en el marco de la ejecución de un Ensayo establecido en un Procedimiento Técnico COES, vean limitada su capacidad de generación, restringiendo con ello la prestación de su servicio de RPF durante la ejecución de dicho Ensayo. En ese sentido se sugiere modificar el literal i, a) del numeral 13.1 de la siguiente manera:

“i. Para aquellos Grupos o Centrales que ~~hayan estén~~ ~~realiza~~~~onde~~ ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica”, y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas” y del Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia mínima de las Unidades de Generación del SEIN” o aquellos procedimientos que los reemplacen.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el ítem i del numeral a) del numeral 13.1 del proyecto de modificación del PR-21, con la siguiente redacción:

“i. Para aquellos Grupos o Centrales que hayan realizado ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica”, y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de

las Centrales Hidroeléctricas” y del Procedimiento Técnico del COES N°04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia mínima de las Unidades de Generación del SEIN” o aquellos procedimientos que los reemplacen.”

11.15 Comentario 15 de Orygen

Numeral 1.3 (Anexo 3)

Se solicita que, en lugar de elegir de manera aleatoria un periodo de 5 minutos para los 3 periodos del procedimiento vigente, se consideren todos los periodos de evaluación, de manera que el nivel de cumplimiento diario se calcule como el promedio del cumplimiento de cada periodo evaluado.

Sustento

Muchas veces se dan situaciones en que los incumplimientos de un Grupo o Central no son uniformes, pudiendo ser en un determinado momento del 100% de incumplimiento y del 0% en otro periodo, razón por la que elegir aleatoriamente a un único periodo evaluable no es representativo del desempeño del Grupo o Central. Lo mejor es analizar la mayor cantidad de periodos y establecer porcentajes de cumplimiento en base a la cantidad de periodos que efectivamente realizaron el servicio de RPF.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 3 de Fénix

Análisis

Ver Análisis al Comentario 3 de Fénix.

11.16 Comentario 16 de Orygen

Numeral 1.3 b) (Anexo 3)

Se solicita que se especifique cómo se determina el momento en que inicia el intervalo de evaluación, a fin de validar correctamente que la potencia generada por el Grupo no varíe en más de 5%.

Sustento

Sin una especificación precisa del intervalo de evaluación, no es posible realizar la validación requerida.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 4 de Fenix

Análisis

Ver Análisis al Comentario 4 de Fenix

11.17 Comentario 17 de Orygen

Numeral 1.3 d) (Anexo 3)

En las formulaciones $(60 + BM - 0,01)$ Hz y $(60 - BM + 0,01)$ se solicita que se reformule por $(60 + BM)$ y $(60 - BM)$.

Sustento

Los generadores al estimar la banda muerta (BM) internalizaran los 0,01 Hz haciendo que la formulación tenga más sentido práctico ya que la banda donde no se tiene respuesta del regulador es $(60 \pm BM)$ sin otro termino adicional.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

La formulación indicada por el agente referido al numeral 1.3 del Anexo 3 corresponde al filtro de frecuencia utilizado por el COES para determinar los intervalos de evaluación, los requisitos técnicos para el servicio de RPF tales como la Banda Muerta (BM) corresponden a las especificadas del numeral 8 del mismo Procedimiento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.18 Comentario 18 de Orygen

Numeral 1.3 e) (Anexo 3)

Se hace referencia a intervalos de 4 minutos. Además, se menciona que si no se encontró un intervalo de evaluación se reducirá de 20% a 15%. Se solicita no considerar estas reducciones para la evaluación del desempeño del regulador.

Sustento

Las muestras reducidas tendrán una menor cantidad de valores para poder evaluar la respuesta del regulador. Estas muestras deberán ser uniformes en todo el periodo de evaluación.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario.

El informe COES/D/DO/SME-INF-149-2021 desarrolló un conjunto de pruebas para validar la fiabilidad del modelo Kumpliy en la estimación de parámetros, en dicho informe se observa que incluso al aplicar recortes de muestra a 4 minutos y reducir el porcentaje de 20 % a 15 % (filtros 2 y 3), el modelo mantiene la confiabilidad en los resultados de los parámetros estimados.

Por otra parte, tal como se puede observar en la Tabla 1. los parámetros estimados presentan un error mínimo respecto a los valores reales del regulador, ello demuestra que, dichas reducciones no afectan de manera significativa la precisión en la estimación de parámetros, ni al cálculo del %RPNS y del Incumplimiento.

Tabla 1. Resumen de resultados de las pruebas del Informe COES/D/DO/SME-INF-149-2021

Casos	Filtro	Escenarios	Suma de Incumplimientos Teóricos	Suma de Incumplimientos Kumpli	% Incumplimiento/ Escenarios	% Confiabilidad Modelo
Central sin RSF	1	70	0.00	0.00	0.00%	100.00%
	2	136	0.00	0.00	0.00%	100.00%
	3	859	0.00	0.00	0.00%	100.00%
Central con RSF	1	70	0.00	0.00	0.00%	100.00%
	2	136	0.00	0.00	0.00%	100.00%
	3	859	0.00	0.00	0.00%	100.00%

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

11.19 Comentario 19 de Orygen

Numeral 2. a) ii (Anexo 3)

Solicitamos modificar el numeral dando la posibilidad de presentar como modelo de planta el modelo vigente presentado para los ensayos de homologación establecidos en el PR- 20.

Sustento

Los titulares han hecho inversiones en obtener los Modelos Matemáticos de los controladores de sus Grupos o Centrales, que ya fueron aprobados previamente por el COES. Por lo tanto, es válido que estos modelos puedan ser utilizados para efectos de todos los análisis o validaciones que el COES requiera realizar.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 5 de Kallpa.

12. Comentarios de Empresa de Generación Huallaga S.A. (Ege- Huallaga)

12.1 Comentario 1 de Ege- Huallaga

Modificación del numeral 3.3 – Abreviaturas y definiciones

“[...]

3.3. Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

[...]”

Sustento

Se sugiere incluir la denominación “proveedores de Servicios Complementarios”, ya que no se está considerando la Ley 32249 (19.01.2025), Ley que modifica la Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica donde mencionan dicho texto.

Opinión Coes

En desacuerdo con el Agente. La definición de Proveedores de Servicios Complementarios ya se encuentra establecida en la Ley N° 28832, norma que forma parte de la Base Legal del PR-21. Incluir una definición adicional en el PR-21 no solo resulta innecesario, sino que podría generar el riesgo de inconsistencias o contradicciones normativas.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

12.2 Comentario 2 de Ege-Huallaga

Modificación del numeral 5.5 – Informe de Periodos Horarios

“5.5 [...]

e) Informe que determina los Periodos Horarios para los efectos del procedimiento del servicio de RPF. El COES emitirá este informe cada tres (03) años.”

Sustento

Se solicita que se sustente técnicamente el criterio utilizado para elegir periodicidad trianual y, en caso de mantenerse, que incorpore un mecanismo de revisión anual, o bien que se opte por actualizaciones menores anuales y una revisión exhaustiva cada tres años, con el fin de reflejar de manera más oportuna las variaciones en la operación del SEIN.

Opinión COES

En desacuerdo con el comentario.

La periodicidad trianual no responde a un criterio técnico específico, sino que obedece a una decisión metodológica orientada a evaluar el desempeño y la consistencia del proceso de evaluación.

Ahora bien, es importante recordar que es obligación del generador garantizar la entrega continua del servicio de RPF. La variabilidad operativa derivada de factores como cambios en la matriz energética, nuevos tipos de tecnología, cambio en la red u otros, no debe modificar ni alterar el deber del cumplimiento ni la respuesta esperada del servicio.

Por otro lado, la finalidad de las mejoras introducidas en el Proyecto es promover e incentivar el cumplimiento del servicio de RPF, mientras que, el número de Periodos Horarios "p" corresponde a ser periodos de tiempo específicos en los cuales se realizará una selección aleatoria de muestras (intervalo de tiempo), en las cuales el COES procederá a evaluar del cumplimiento del servicio de RPF de las unidades de generación.

Por lo indicado, la realización de revisiones anuales o exhaustivas de los Periodos Horarios no implica una mejora del cumplimiento del servicio de RPF, dado que, dichos periodos son utilizados únicamente para la evaluación del servicio y no interviene en el cumplimiento o no del servicio de RPF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

12.3 Comentario 3 de Ege-Huallaga

Numeral 10.10 – Consideración de la energía en procesos de carga y descarga

"10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo para RPF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

[...]

b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RPF no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro, para dicho efecto, el titular del Equipo para RPF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde."

Sustento

Solicitar que el PR-21 especifique el procedimiento de respaldo contractual y requisitos, para el caso cuando el Generador suministrador y Generador titular del Equipo para RPF tienen la misma razón social y no están vinculados, debido que se asumiría que para este caso no sería necesario tener un contrato de suministro y bastaría con la declaración de la información de retiros asociado a un código solicitado por el Generador al COES

Asimismo, se solicita si pudiese dar un ejemplo ilustrativo de liquidación para casos de inyección/retirada entre barras distintas.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 7 de Engie.

12.4 Comentario 4 de Ege-Huallaga

Numeral 11.2 – Delegación del servicio de RPF

“[...]

11.2 La Delegante y su Encargada deberán estar conectados eléctricamente al mismo Sistema, esta condición también aplica al Equipo para RPF vinculado a la Encargada. [...]”

Sustento

Se solicita al COES precisar el alcance de la palabra “Sistema”, a fin de evitar ambigüedades. Específicamente, se requiere aclarar si dicha referencia corresponde al SEIN, a un Sistema Aislado, o bien a una conexión dentro de una misma barra o zona.

Opinión Coes

Ver la opinión del Comentario 7 de Orygen.

En línea a la opinión, se sugiere realizar la siguiente modificación en el numeral 11.2:

“[...]

11.2 La Delegante y su Encargada deberán estar conectados ~~eléctricamente~~ ~~en el~~ mismo ~~s~~Sistema ~~eléctrico~~, esta condición también aplica al Equipo ~~RegFrec~~~~para RPF~~ vinculado a la Encargada. [...]”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis al Comentario 7 de Orygen.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 11.2 del proyecto de modificación del PR-21 de acuerdo con la siguiente redacción:

“11.2 La Delegante y su Encargada deberán estar conectados en el mismo sistema eléctrico, esta condición también aplica al Equipo RegFrec vinculado a la Encargada.”

12.5 Comentario 5 de Ege-Huallaga

Numeral 14 – Cargo por incumplimiento

“En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 13 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento por Periodo Horario (p) y su correspondiente liquidación según lo siguiente: [...]”

Sustento

Se debería considerar lo indicado en la Ley N° 32249 (19.01.2025), Ley que modifica la Ley N° 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica,

donde se indica que la responsabilidad de pago del servicio utilizado debe ser asumida por la parte que genere la inestabilidad del sistema eléctrico, de acuerdo con el criterio de causalidad.

Opinión Coes

Respecto al comentario del Agente, en primer lugar, debe señalarse que el Capítulo Octavo de la Ley N° 28832, referido a los servicios complementarios, será aplicable recién a partir del 1 de enero de 2026, conforme a lo establecido en la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 32249. En ese sentido, es en el artículo 33.2 del mencionado capítulo donde se establece que “se asigna la responsabilidad de pago del servicio utilizado a quien genere la inestabilidad del sistema eléctrico”. Por tanto, el criterio de causalidad señalado en dicho artículo aún no resulta aplicable.

Conforme a lo previsto en la normativa vigente (NTCOTRSI) la obligación de brindar la RPF está a cargo de las generadoras, marco legal sobre el que se basa esta propuesta de Procedimiento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

12.6 Comentario 6 de Ege-Huallaga

Numeral 14.1 – Cargo por incumplimiento

“14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

[...]”

Sustento

Se requiere que el COES acompañe la propuesta con un anexo de impacto económico desagregado por tipo de tecnología, por escenario de estiaje o avenida, y que incluya simulaciones de sensibilidad (por variación del CMg y del COR). Además, proponer medidas transitorias si la aplicación generase efectos adversos desproporcionados.

En el numeral 3.3 del Procedimiento, la definición de “Periodo Horario (p)”, es ambigua. Se recomienda detallar, indicar que se calculará en otro estudio, o que proviene del Informe Técnico.

Opinión Coes

Lo comentado por el agente fue remitido a Osinerghmin en el Anexo "A" mediante la Carta COES/D-588-2025, asunto "Respuesta del COES a las observaciones de Osinerghmin a la propuesta de modificación del PR-21.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

12.7 Comentario 7 de Ege-Huallaga

Numeral 14.2 – Distribución de cargos por incumplimiento

"14.2 Los cargos por incumplimiento calculados con la fórmula anterior serán distribuidos entre los Grupos cuyo cumplimiento del servicio de RPF sea mayor al valor de FaC vigente utilizando las fórmulas (3) y (4).

[...]

FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de incumplimiento promedio de los últimos 12 meses de evaluación disponibles en el momento de su actualización."

Sustento

Se requiere que se sustente técnicamente que la ambigüedad del FaC disminuye considerado un periodo de 12 meses en lugar de 180 días; y, debido que el nuevo procedimiento entrará en vigor el primer día del sexto mes posterior a su publicación, se considera necesario precisar cómo se efectuará la transición para la aplicación del FaC.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario.

Respecto al numeral 14.2, es preciso aclarar que, el Proyecto indica lo siguiente:

*"FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de **cumplimiento** promedio de los últimos 12 meses de evaluación disponibles en el momento de su actualización."*

Por lo tanto, a diferencia del comentario indicado, este representa el nivel de cumplimiento.

Ahora bien, se considera no existe ambigüedad entre su definición y la aplicación de este factor, dado que este se utiliza para la distribución de incentivos en función al grado de su cumplimiento del servicio.

La ambigüedad referida en el informe COES/D/DO/SME-INF-001-2025 VERSIÓN 2.0, se originaba en la discrepancia entre su determinación basada en los

incumplimientos, mientras que el factor estaba definido en términos de los cumplimientos. Por este motivo, el cuál concepto ha sido actualizado en el presente Proyecto, a fin de mantener coherencia entre su definición y aplicación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

12.8 Comentario 8 de Ege-Huallaga

Anexo 4 – Cálculo del Costo de Oportunidad Unitario de RPF

"2. Metodología de cálculo

2.1 Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un Equipo para RPF considerando una vida útil correspondiente con la tecnología seleccionada para el Equipo RPF en el año en que se actualice el COR de 120 meses y la tasa actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

[...] Donde:

n: Vida útil del Equipo para RPF correspondiente con la tecnología seleccionada para el Equipo RPF en el año en que se actualice el COR."

Sustento

En el cálculo del COR se indica que se considerará la vida útil del Equipo para RPF en el año de actualización. Sería necesario precisar si esta aplicación corresponde a partir de la aprobación del nuevo procedimiento o desde el periodo 2029 en adelante, considerando que el Informe Técnico proyecta valores de COR para el periodo 2025-2028.

Opinión Coes

De acuerdo con el comentario.

Se considera incluir una Disposición Complementaria la cual indique que la aplicación del COR determinado para el periodo 2025-2028 mantendrá su vigencia según el periodo establecido con el procedimiento vigente en la fecha de su publicación.

En ese sentido, se sugiere adicionar lo siguiente:

"

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

(...)

Tercera....

Cuarta: Hasta el 31 de diciembre del 2028 el valor de COR será de 2465.8 S/MW-día y desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre del 2026 el valor del FaC será el determinado y publicado por el COES en noviembre 2025.

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde incorporar la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria al proyecto de modificación del PR-21, de acuerdo con lo propuesto por el Coes.

13. Comentarios de Electroperú S.A. (Electroperú)

13.1 Comentario 1 de Electroperú

El Informe Técnico-Económico que sustenta la modificación del PR-21 no consideró la evolución reciente de la Magnitud de la Reserva Rotante para RPF. Actualmente, dicha magnitud se fija en 3% durante el periodo de estiaje, valor que ha venido incrementándose en los últimos años, al igual que la creciente participación de la generación eólica y solar en la matriz energética.

En este contexto, consideramos que el COES debería evaluar la relación entre el mayor nivel de inyección de energía de las centrales que utilizan energías renovables no convencionales (eólicas y solares) y el incremento de la Magnitud de la Reserva Rotante para RPF. De confirmarse dicha correlación, la modificación del PR-21 debería incorporar alternativas que permitan a las centrales RERNC responsabilizarse por este servicio.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario.

El Proyecto del PR-21 se encuentra desarrollado bajo la normativa vigente durante su elaboración. Lo señalado por el agente se encuentra fuera del alcance del COES.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

13.2 Comentario 2 de Electroperú

La propuesta de modificación del PR-21 no incluye cambios en la metodología de cálculo de la Magnitud de la Reserva Rotante para RPF, a pesar de que esta debería actualizarse considerando la transformación del parque de generación en los últimos años. Cuando la metodología fue aprobada en 2021, las centrales RERNC representaban aproximadamente el 5% de la energía del sistema; actualmente, su

participación asciende aproximadamente al 9%. Ante este mayor nivel de penetración, corresponde que el COES revise y ajuste la metodología de cálculo de la Magnitud de la Reserva Rotante para RPF. Cabe recordar que eventos recientes, como el último apagón en España, han puesto en evidencia las limitaciones técnicas de las centrales de energías renovables no convencionales para brindar servicios de soporte al sistema eléctrico y su responsabilidad de disminuir la inercia en los sistemas eléctricos. Este tipo de experiencias refuerza la necesidad de que la metodología de cálculo de la RA considere de manera más precisa el impacto de la mayor penetración de generación eólica y solar sobre la seguridad y confiabilidad del SEIN.

Opinión Coes

En desacuerdo con el comentario.

Consideramos que la metodología para el cálculo de la Magnitud de la Reserva Rotante para RPF, aprobado el 28 de agosto de 2020 mediante Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, sigue siendo aplicable y no se ha visto desactualizada en el tiempo ni a causa del incremento de oferta de centrales RERNC en los últimos años. Dicha metodología está diseñada para equilibrar el costo de proveer el servicio de RPF con el costo de la Energía No Suministrada (ENS) derivada de eventos de desconexión de generación o conexión intempestiva de grandes bloques de demanda. En particular, el cálculo de la ENS se realiza a partir de simulaciones dinámicas de desconexión de generación que incorporan los proyectos de generación y transmisión previstos en el horizonte de aplicación de las magnitudes de reserva; por ese motivo, los efectos asociados a la reducción de inercia por el ingreso de centrales RERNC, así como los ajustes en los esquemas automáticos de rechazo de carga por mínima frecuencia, quedan reflejados en los resultados de dichas simulaciones y por ende en el valor final de la magnitud de la reserva rotante para RPF.

Por otro lado, de la información pública relativa al apagón ocurrido en España, el mismo se originó por problemas de regulación de tensión (sobretensiones), aspecto que no materia del presente Procedimiento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

14. Comentarios del COES

14.1 Comentario 1 del COES

Numeral 1 Anexo 3

No resulta claro el proceso de selección del periodo para la evaluación del servicio de RPF. El Anexo 3 indica que, para la evaluación diaria, se recopilará un conjunto de datos a razón de una muestra/segundo, sin embargo, no se precisa la duración del periodo evaluado o el número de muestras por segundo que conformarán el conjunto de datos a evaluar.

En ese sentido, es importante que el PR-21 especifique expresamente cómo el COES deberá determinar el intervalo de evaluación, dado que, la identificación de dicho intervalo es información indispensable para la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, el cual tiene efecto directo sobre la determinación el Cargo por Incumplimiento (CargoINC p) por cada Periodo Horario del día evaluado. De este modo, al no estar especificado este periodo de evaluación, no queda claro cómo se determinará en INC por cada "p" para ser aplicado sobre el CargoINC.

El título "Evaluación de la Muestra" resulta confuso. Este sugiere que, en este numeral se establece la metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF. Sin embargo, lo que realmente se define es el intervalo a evaluar.

Sustento

Se recomienda mantener la selección aleatoria del intervalo de evaluación, pues, este es resultado de la representatividad del cumplimiento de servicio obligatorio de manera continua de los Grupos y Centrales con la obligación de brindar este servicio.

Se sugiere especificar que el INC de cada Periodo Horario

(p) es determinado por la evaluación de un conjunto de datos en cada "p", además que, cada conjunto de datos corresponde a un intervalo de evaluación de 5 minutos el cual deberá tener en cuenta los filtros indicados en el numeral 1.3 del mismo Anexo.

Para evitar dicha confusión y mantener una correspondencia entre el título y lo desarrollado en este numeral, se recomienda la modificación del título de "Evaluación de la Muestra" a "Selección del intervalo evaluado".

Opinión COES

Ver opinión al Comentario 4 de Fenix.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 4 de Fenix.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

14.2 Comentario 2 del COES

Numeral 2 Anexo 3

El proyecto no toma en consideración los Modelos Propios actualmente aprobados por el COES, sino más bien, los desestima y vuelve a utilizar el Modelo Estándar hasta que el titular remita un nuevo Modelo Propio en función al Homologado. Al respecto, si la utilización de este nuevo modelo tiene como objetivo obtener una evaluación del servicio de RPF más precisa, el procedimiento debe mantener la opción de utilizar el Modelo Propio que se encuentra vigente hasta su cambio, pues, actualmente estos modelos utilizados por el COES cuentan con una mejor representación y resultado que el Modelo Estándar.

Debe considerarse que el titular del Grupo, Central y Equipo para RPF verá reflejado los resultados de su evaluación según el modelo utilizado. En ese sentido, no debería establecerse como obligatorio el cambio a un Modelo Propio, sino más bien plantear un incentivo natural para que, el titular opte por el cambio a Modelo Propio en caso el Modelo Estándar no refleje adecuadamente su comportamiento.

El literal a) Modelo Propio señala que: *"la oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial..."*.

Al respecto, este requerimiento se encuentra fuera del alcance del PR-21, ya que es el PR-20 el que establece los requisitos necesarios para la entrada en Operación Comercial y la Integración al SEIN de instalaciones.

Por otra parte, el proyecto de modificación no precisa cuál será el modelo aplicable a los Grupos, Centrales y Equipos para RPF con potencia menor a 20 MW, considerando que, de acuerdo con el procedimiento PR-20, en estos casos la exigencia de Modelos Homologados es de carácter excepcional.

Finalmente, el literal a) Modelo Propio indica que: *"La oportunidad de presentación ..., para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo **cuando entre en vigencia del presente procedimiento**"*. (Resaltado y subrayado del COES)

Esta disposición implica que, todos los titulares de Grupos, Centrales y Equipos para RPF actualmente en Operación Comercial deberán presentar su modelo en la misma fecha de entrada en vigor del procedimiento. En consecuencia, el COES tendría que revisar todos los modelos remitidos sin contemplar una etapa transitoria para su revisión y aprobación progresiva.

Sustento

Para este caso, se sugiere mantener la utilización del Modelo Propio actualmente utilizado por el COES hasta la actualización del nuevo Modelo Propio adaptado al Modelo Homologado el cual deberá ser actualizado en un plazo máximo de 6 meses una vez se encuentre vigente el procedimiento, caso contrario no remita una actualización de este modelo, la evaluación del cumplimiento de RPF se realizará con el Modelo Estándar.

Para los Grupos, Centrales y Equipos de RPF existentes que no cuenten con Modelo Propio, se sugiere incluir que, en caso estos no presenten un Modelo Propio, su evaluación será automáticamente mediante el Modelo Estándar.

Se sugiere modificar este requerimiento de modo que, para los nuevos Grupos, Centrales y Equipos para RPF, el Procedimiento utilice inicialmente el uso del Modelo Estándar, y, en caso el titular opte por presentar un Modelo Propio, este deberá ser basado en el Modelo Homologado, conforme a lo establecido en el Procedimiento.

Se sugiere que, cuando los Grupos, Centrales y Equipos para RPF no estén sujetos a la exigencia de contar con un Modelo Homologado, el procedimiento incluya la posibilidad de que se pueda optar por utilizar el Modelo Estándar o alternativamente un Modelo elaborado por el propio titular, siempre que este último garantice una representación superior a la del modelo Estándar.

Se sugiere incorporar en el Procedimiento un plazo de aprobación de dichos modelos a fin de ser considerados tanto por el COES como por los titulares.

Para aquellos titulares con Grupo, Centrales y Equipos para RPF que aún no cuenten con un Modelo Homologado* aprobado COES, y no deseen ser evaluados mediante el Modelo Estándar, se recomienda el procedimiento considere como opción, la presentación de un Modelo Propio de mejor precisión al Modelo Estándar. Posteriormente, una vez que el titular disponga del Modelo Homologado, dicho modelo deberá ser actualizado o en su defecto se evaluará mediante el Modelo Estándar.

Opinión Coes

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 5 de Kallpa. Respecto al periodo para la aprobación, ver la primera disposición transitoria.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-21, debido al presente comentario.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **q1Pk1IOkju**.
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 2

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° ...-2026 -OS/CD, publicada el ... de febrero de 2026.		

1. Objetivo

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

2. Base Legal

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.2 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006 – Reglamento de Cogeneración;
- 2.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. Abreviaturas y Definiciones

- 3.1 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

3.2 En todos los casos cuando se citen Procedimientos Técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

3.3 Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

Grupo: Para el caso de centrales termoeléctricas o hidroeléctricas, se refiere al arreglo motor primo y generador.

Central: Conjunto de Grupos que comparten una instalación física o cualquier otro generador de energía eléctrica que se encuentre dentro del alcance del PR-21.

Delegante: Grupo o Central que brinda el servicio de RPF a través de una Encargada.

Delegación: Acto mediante el cual una Encargada presta el servicio de RPF en nombre de una Delegante, cumpliendo los requisitos correspondientes establecidos por este procedimiento.

Encargada: Cualquier generador de energía eléctrica en Operación Comercial, que brinda el servicio de RPF en representación de una Delegante.

Periodo Horario (p): Intervalo específico dentro del día que abarca un tiempo determinado el cual es definido en el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

Unidad de Regulación Secundaria (URS): Unidad o conjunto de unidades de generación que pueden prestar el servicio de RSF.

4. Alcance

Este procedimiento es aplicable a todas las centrales de generación conectadas al SEIN con obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de conformidad con lo establecido en la NTCOTRSI, tales como centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales de cogeneración calificadas y cualquier otra tecnología de generación que no se encuentre exonerada por dicha norma.

5. Productos

5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF.

5.2 Reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.

5.3 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.

- 5.4 Informe anual que determine la magnitud de RPPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 5.5 Estudios o informes complementarios para el funcionamiento y mantenimiento del servicio de RPF:

- a) Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área del SEIN definida por el COES según este estudio. Este deberá incluir la definición de las áreas representativas del SEIN acordes con la situación del sistema, un análisis sobre la concentración del servicio de reserva para la regulación primaria de frecuencia y evaluaciones del estado estacionario y dinámico de los Grupos o Centrales Encargadas. Este Estudio tendrá periodicidad anual.

Durante el año, el COES mantendrá actualizada la magnitud de RPF delegada.

- b) Informe que sustenta la actualización del Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante para RPF (COR) según los considerandos establecidos en el Anexo 4. El COES actualizará el valor del COR cada cuatro (04) años.
- c) Informe que sustenta la actualización del Factor de Cumplimiento (FaC) según los considerandos establecidos en el numeral 14.2 del presente procedimiento. Este informe se realizará con una periodicidad anual.
- d) Estudio para determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TAp) exigido para la entrega de la reserva asignada. El referido estudio será actualizado cada dos años.
- e) Informe que determina los Periodos Horarios [los periodos deberán cubrir las 24 horas del día] y los factores α_1 , α_2 y α_3 de los literales d) y e) del numeral 1.3 del Anexo 3 para los efectos del procedimiento del servicio de RPF. El COES emitirá este informe cada tres (03) años.

6. Plazos de publicaciones COES

- 6.1 El reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación y será emitido el miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.
- 6.2 El reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos deberá ser emitido el tercer día calendario de haber culminado el mes de evaluación.
- 6.3 Asimismo, la publicación final del informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF será publicado en la página web del COES al quinto día calendario de haber culminado el mes de evaluación.

- 6.4 El informe anual que determina la magnitud de la RPPF se presentará de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI y será remitido a Osinergrmin para su aprobación.
- 6.5 El informe anual del FaC deberá ser publicado en noviembre del año anterior al inicio de su ejecución. Los demás estudios o informes señalados en el numeral 5.5 deberán publicarse antes del 30 de noviembre del año correspondiente. En todos los casos, estos serán publicados a través del sitio web del COES y su aplicación se iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente al de su publicación.

7. Obligaciones

7.1 Del COES

- a) Proponer anualmente al Osinergrmin la magnitud de RPPF requerida por el SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo 1.
- b) Asignar la magnitud de RPPF aprobada por el Osinergrmin en la programación de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
- c) Publicar en su portal de Internet el reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF y el registro de frecuencia del SEIN.
- d) Publicar en su portal de Internet el reporte preliminar del cumplimiento del servicio de RPF.
- e) Publicar en su portal de Internet el informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF. Este informe mensual incluirá las evaluaciones del cumplimiento de la RPF de los Grupos y Centrales, y el listado de áreas representativas del SEIN vigentes determinadas según el literal a) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- f) Mantener el registro histórico de las mediciones de potencia, frecuencia y consignas de potencia (para el caso de URS) asociados a la evaluación de cumplimiento de la RPF por un plazo mínimo de un (01) año. Los agentes podrán solicitar la información de sus registros históricos en caso sea requerido.
- g) Cuando se formen Sistemas Aislados Temporales en el SEIN, el COES podrá definir nuevos porcentajes de RPPF a los Grupos y Centrales que lo conforman.
- h) Calcular la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definidas por el COES.

Los resultados serán comunicados a los integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones. Asimismo, estos resultados serán publicados en la página

web del COES y considerados para la programación de la operación del mediano y corto plazo del SEIN.

- i) Determinar el COR de acuerdo con lo detallado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- j) Determinar el valor del FaC según lo detallado en numeral 14.2 del presente procedimiento.
- k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TAP) según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los resultados serán comunicados a los Integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones.

7.2 De los titulares de los Grupos y Centrales con Operación Comercial

- a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos y Centrales de conformidad a las opciones y requisitos establecidos en el presente procedimiento.
- b) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con otras señales necesarias para la utilización del Modelo Propio referidas en el numeral 2.1 Anexo 3 para los Grupos y Centrales, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición de resolución de (01) segundo. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. Esta obligación no es exigible a aquellos Grupos que no operaron durante el día de evaluación. En caso su Grupo o Central se encuentre vinculado a un Equipo RegFrec, el titular del Grupo o Central podrá remitir al COES la información correspondiente al Equipo RegFrec vinculado, ello según lo indicado en el presente literal.
- c) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.
- d) Los titulares de las URS que hayan brindado el servicio de RSF, deberán remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) al segundo y/o las señales individualizadas y procesadas internamente en planta para cada Grupo (en aquellos casos en los que una URS esté conformada por más de un (01) Grupo), según lo establecido en el literal h) del numeral 7.2 del presente procedimiento. Para el caso de las URS, en aquellos periodos que no brindaron el servicio de RSF, no será exigida la entrega de la potencia consigna de los Grupos que la conforman.
- e) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y Centrales durante la prestación del servicio de RPF, tal que no

afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.

- f) Entregar al COES oportunamente la información técnica actualizada de sus Grupos y Centrales, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- g) En caso el titular de un Grupo o Central tenga la necesidad de modificar los parámetros del regulador de velocidad de algún Grupo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica a la que se refiere el literal f) del presente numeral.
- h) Para el caso de aquellos Grupos que formen parte de una URS y no se encuentren evaluadas como Central, deberán disponer de un sistema de registro de las consignas de potencia directas del AGC o de las consignas de potencia internas correspondiente a cada uno de los Grupos que compongan la URS, con capacidad de almacenamiento para treinta y un (31) días.
- i) Comunicar al COES en caso un Grupo o Central de su propiedad se encuentre imposibilitado parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Esta comunicación no exime al Generador de la aplicación del numeral 13.1 del presente procedimiento.

7.3 De los titulares de los Grupos y Centrales sin Operación Comercial que se encuentren comprendidas dentro del alcance del numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI

- a) Brindar el servicio de RPF con cada uno de sus Grupos y Centrales conforme a los requisitos establecidos en el presente procedimiento.
- b) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y Centrales durante la prestación del servicio de RPF, según lo establecido en el presente procedimiento.
- c) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES, según sea el caso. Esta obligación no aplica a aquellos Grupos que no operaron durante el día.
- d) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal c)

anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.

7.4 De los titulares de Equipos RegFrec

- a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia obtenidos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con señal(es) adicional(es) necesarias para la utilización de los Modelos de Equipo RegFrec referidos en el numeral 2 del Anexo 3, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición al segundo.

Para los casos de equipos que brinden el servicio de RPF y RSF de manera simultánea, el titular de dicho equipo deberá remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) con resolución al segundo, esta información no será exigida cuando no se brinde el servicio simultáneo. Esta obligación no aplica a aquellos Equipos RegFrec que no operaron durante el día. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. En caso de no recibir esta información del equipo, se considerará como una declaración con valores de cero (0), salvo esta información haya sido declarada por los titulares de los Grupos y Centrales a los cuales estuvo vinculado durante el día de evaluación.

- b) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal a) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.
- c) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro del Equipo RegFrec, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.
- d) Comunicar al COES en caso un Equipo RegFrec de su propiedad se encuentre imposibilitado parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia.

Esta comunicación no exime al Generador cuyo Grupo o Central se encuentre vinculado al Equipo RegFrec—informar a sus Delegantes sobre la indisponibilidad de dicho equipo.

- e) Cualquier otra información referida a la operación del Equipo RegFrec—que sea solicitada por el COES.

8. Requisitos e Información Técnica para el Servicio de RPF

- 8.1 Los requisitos técnicos que deberán cumplir los Grupos para brindar el servicio de RPF son los siguientes:

- a) Operar con el regulador de velocidad en modo estatismo ("Droop mode"), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal siguiente:

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} < f < f_{\max \rightarrow \text{gen}}$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}$: Límite superior de la frecuencia que asegura la respuesta los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

$f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límite inferior de la frecuencia que asegura la respuesta de los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- b) Su estatismo permanente deberá ser ajustable al menos dentro de un rango de 2% a 7%. Los Grupos podrán ser ajustados con estatismos diferentes siempre y cuando cumplan con lo establecido en el literal e) del numeral 7.2 y b) del numeral 7.3 del presente procedimiento.
- c) La Banda muerta deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).
- 8.2 La información técnica de los Grupos o Centrales que los Integrantes deben remitir al COES es la siguiente:
- a) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual).
- b) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual).
- c) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final).
- d) Documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad en concordancia con lo dispuesto en el numeral 1.4.5 de la NTCOTRSI.
- e) Cualquier otra información que a criterio de COES sea necesaria, tales como planos, protocolos de ensayo, manuales del fabricante e información técnica adicional.

La información mencionada en los literales anteriores deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de los Grupos.

- 8.3 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas podrán asumir como máximo una reserva delegada que sumada a la reserva propia les permita cumplir con lo especificado en el numeral 8.1.
- 8.4 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas y/o que utilicen los Equipos RegFrec, tendrán la condición de Encargadas mientras se encuentren operando en el mismo sistema eléctrico que su Delegante.
- 8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia del Grupo o Central, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo RegFrec, deberán encontrarse debidamente calibrados, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. Los registros deberán ser truncados a cinco cifras decimales. Para el caso del Grupo, la medida de potencia será en los bornes de generación, mientras que, para la Central la potencia se determinará como la suma de las potencias registradas por los medidores de los Grupos en sus respectivos bornes. Para el caso de los registros de frecuencia, estos podrán ser tomados en algún punto ubicado entre los bornes de los Grupos y el punto de conexión del Grupo o Central al SEIN. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.
- 8.6 En caso un titular decida que todos los Grupos de su Central o URS de su titularidad, sean evaluadas como si fuese una Central, deberá comunicar al COES dicha decisión a través de los medios y forma que establezca el COES, indicando los Grupos que deben ser considerados bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF de la Central será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas de los Grupos, pudiendo contar con un o varios equipos de medición para registrar el total de su reserva, que cumplan con las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.

9. Servicio de RPF

- 9.1 El Tiempo de Aporte para RPF (TAp) exigido para la entrega de la reserva asignada será el que defina el COES, bajo su responsabilidad, según el estudio mencionado en el literal d) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- 9.2 La respuesta de los Grupos ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:
- a) Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a un Grupo para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos de ocurrido el Evento y llegar a su valor de aporte antes del TAp. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe

ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales cuando se trate de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.

- b) A partir del TAp más treinta (30) segundos, el aporte de RRPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a los Grupos turbovapor, incluyendo los que forman parte de un ciclo combinado.
- c) La Figura 1 grafica lo expresado en los literales a) y b) previos.

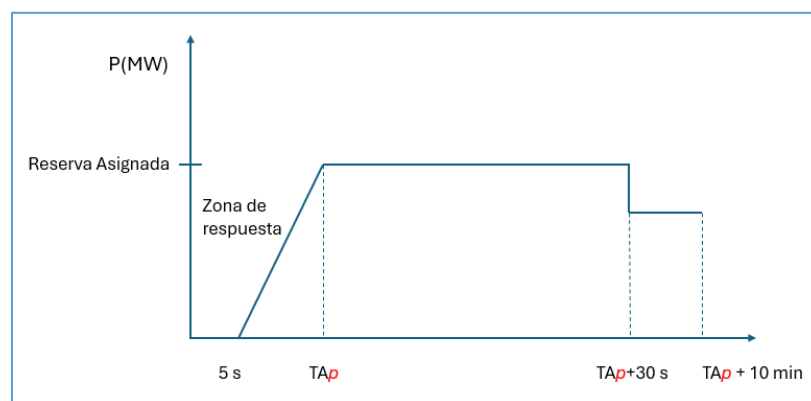


Figura 1. Respuesta del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia

10. Equipo RegFrec y su Vinculación para RPF

Especificaciones sobre los Equipos RegFrec

- 10.1 El ingreso, ampliación y repotenciación de los Equipos RegFrec deberán cumplir con los requisitos y características técnicas establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20) o procedimiento que lo sustituya.
- 10.2 La prestación del servicio de RPF que brinde el Equipo RegFrec deberá cumplir como mínimo con las exigencias técnicas requeridas a los Grupos y Centrales establecidas en el presente procedimiento. Los requerimientos de información a los Grupos o Centrales establecidos en el presente procedimiento también son aplicables para los Equipos RegFrec.
- 10.3 En caso el titular del Equipo RegFrec requiera modificar los parámetros técnicos de su equipo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES, a través de correo electrónico u otro medio que este establezca, la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica.
- 10.4 Los Equipos RegFrec podrán contar con uno o más equipos de medición que cumplan con las condiciones del numeral 8.5 del presente procedimiento.

Vinculación de los Equipos RegFrec

- 10.5 Un Equipo RegFrec podrá establecer una Vinculación para RPF por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo RegFrec.
- 10.6 La Vinculación para RPF no exime al Grupo o Central su obligación de brindar el servicio de RPF.
- 10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo RegFrec deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:
- e) Grupo o Central y Equipo RegFrec vinculados.
 - f) La magnitud de la RA del Grupo o Central que será entregada mediante el Equipo RegFrec vinculado.
 - g) Periodo de vigencia de la Vinculación para RPF.
- La solicitud de vinculación con el Equipo RegFrec deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central mediante el medio y formato establecido por el COES y confirmada por el titular del Equipo RegFrec hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.
- El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Vinculaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.
- h) De manera opcional, comunicará el Grupo o Central de respaldo y Equipo RegFrec para Vinculación, para este caso, deberá incluir el detalle de los literales b) al c) anteriores.
- 10.8 Para cada Periodo Horario programado en el PDO, la Vinculación para RPF se mantendrá vigente, salvo que el Grupo o Central vinculado salga de servicio y además no se disponga de otra vinculación programada.
- El resultado de la ejecución de las vinculaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutada la Vinculación programada en el PDO. Para ningún efecto la Vinculación ejecutada podrá ser mayor que la Vinculación programada.
- 10.9 La ejecución de la Vinculación para RPF programada será obligación y responsabilidad del titular del Grupo o Central vinculado, no requerirá la coordinación del operador del Sistema.

10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo RegFrec se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

- a) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFree esté vinculado a un Grupo o Central, las inyecciones y los consumos del equipo serán considerados como una Entrega del Grupo o Central vinculado. Si más de un Grupo y/o Central brindan su servicio de RPF mediante un mismo equipo, las inyecciones y consumos del equipo se considerarán como una entrega del Grupo o Central vinculado.
- b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro.

11. Delegación del Servicio de RPF

Para delegar el servicio de RPF se deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- 11.1 La Delegación podrá ser ejecutada únicamente entre Grupos y/o Centrales en Operación Comercial.
- 11.2 La Delegante y su Encargada deberán estar conectados en el mismo sistema eléctrico, esta condición también aplica al Equipo RegFrec vinculado a la Encargada.
- 11.3 La Delegación no exime al Grupo o Central de su obligación de brindar el servicio de RPF.
- 11.4 La reserva asignada de un Grupo o Central deberá ser igual a la suma de las reservas cedidas a sus Encargadas más la reserva proporcionada por sí misma, la cual podrá ser brindada por sus propias unidades como por el Equipo RegFrec vinculado.
- 11.5 Para la elaboración del PDO, el titular del Grupo o Central que requiera brindar su servicio de RPF mediante una Encargada, deberá comunicar al COES su solicitud con el siguiente detalle:
 - f) La identificación del Delegante.
 - g) La identificación de las Encargadas con y sin Equipo RegFrec vinculado.
 - h) La capacidad delegada ("Cd" definida en el Anexo 3) a cada Encargada.
 - i) Vigencia de Delegación con cada Encargada especificando los Periodos Horarios.
 - j) De manera opcional, el listado de Encargadas de respaldo, para este caso deberá incluir el detalle de los literales a) al d) anteriores.

Para la programación, el tiempo mínimo de vigencia de la Delegación será de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para

modificar las Delegaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

La solicitud deberá ser gestionada por el titular de la Delegante y confirmada por los titulares de las Encargadas a través del medio establecido por el COES hasta las 09:00 horas del día previo a su ejecución. En ningún caso se considerarán solicitudes y modificaciones fuera de plazo.

El total de las Delegaciones programadas en el PDO, no deberán transgredir la magnitud máxima delegable de RPF.

- 11.6 La ejecución de las Delegaciones programadas serán obligación y responsabilidad de los titulares Delegantes y Encargados, no requerirá la intervención del Coordinador.
- 11.7 Durante el día de ejecución, los titulares de los Grupos y Centrales podrán coordinar bajo su responsabilidad la actualización de sus delegaciones únicamente entre aquellos respaldos que hayan sido declarados en el numeral 11.5 y dichas actualizaciones deberán considerar cortes horarios. El resultado de la ejecución de las delegaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutado las Delegaciones programadas del PDO que no son de respaldo. Para ningún efecto la Delegación ejecutada podrá ser mayor que la Delegación programada en el PDO.
- 11.8 La magnitud máxima de RPF delegable corresponderá a la determinada por el Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN, conforme al literal a) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

12. Programación de la Reserva para RPF en el Despacho Económico

En las restricciones del despacho económico, para cada período de optimización del Programa Diario de Operación y del Programa Semanal de Operación se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada uno de los Grupos comprendidos dentro del alcance del presente procedimiento según la fórmula (1).

$$\frac{P_{\text{mínima}_i}}{1 - \%RA} \leq \text{Generación}_{i,po} \leq \frac{\text{Pot Disponible MW}_{i,po}}{1 + \%RA} \dots (1)$$

Dónde:

- $\text{Generación}_{i,po}$: Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW del Grupo "i" para el período de optimización "po".
- $\text{Pot Disponible MW}_{i,po}$: Potencia máxima (en MW) que puede entregar un Grupo "i" para el despacho económico en el período de optimización

“po”. La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al despacho económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.

% RA : Porcentaje de Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4. Cuando un Grupo realice la RPF mediante un Equipo RegFrec o delegue su servicio a una Encargada que tiene vinculado un Equipo RegFrec, el COES determinará con el debido sustento, el valor de %RA correspondiente según sea el caso, lo cual deberá ser indicado en el respectivo programa de operación.

$P_{\text{mínima}}$: Generación Mínima Técnica del Grupo “i” registrada en su correspondiente ficha técnica aprobada por el COES o la que resulte de una restricción temporal declarada por el titular del Grupo.

Las restricciones temporales a las que se refiere el numeral 7.1 del PR-09, deberán ser informadas al COES para su programación según los plazos y requerimientos del PR-01 “Programación de la Operación de Corto Plazo”.

Para los Grupos y Centrales que no estén en Operación Comercial y se encuentren en pruebas de Puesta en Servicio, se deberá cumplir lo establecido en el PR-19 “Operación de Unidades de Generación por Pruebas” o procedimiento que lo reemplace.

13. Evaluación del servicio, de la información y del desempeño de RPF de los Grupos y/o Centrales en Operación Comercial

13.1 Evaluación del cumplimiento de la RPF

- a) El COES efectuará la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF para el conjunto de muestras obtenidas por cada día del mes evaluado, de todos los Grupos y Centrales que operaron con la obligación de prestar el servicio de RPF, excepto en las siguientes situaciones:
 - i. Para aquellos Grupos o Centrales que hayan realizado ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica”, del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas” y del Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia mínima de las Unidades de Generación del SEIN” o aquellos procedimientos que los reemplacen.

- ii. Para aquellos periodos en los que los Grupos se encuentren variando su potencia de generación por disposición del COES. Esta excepción no es aplicable a las URS que se hayan encontrado brindando el servicio de RSF.
 - iii. Los periodos en los que las URS se encuentren brindando el servicio de RSF de manera manual y/o no conectadas al AGC del SEIN.
 - iv. En periodos en que el Grupo se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal e) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
 - v. Los Grupos y Centrales que no se encuentran en Operación Comercial.
- b) La metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF, se encuentra establecida en el Anexo 3. Asimismo, la Aplicación de la Evaluación del Cumplimiento de la RPF prestado por medio de un Equipo RegFrec se encuentra establecido en el Anexo 5, el cual incluye consideraciones en la evaluación del aporte de potencia para RPF, y de ser el caso, la calificación del cumplimiento, correspondientes a los numerales 3 y 4 del Anexo 3, respectivamente.

13.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no remita los registros de frecuencia, potencia Setpoint y otra(s) señal(es) adicional(es) necesaria(s) para la utilización de los Modelos referidos en el numeral 2 del Anexo 3 de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec, en los plazos establecidos en los numerales 7.2 y 7.4, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100 por cada día que no remitió dicha información.
- b) La información reportada por los titulares del Grupo, Central o Equipo RegFrec—será revisada por el COES para verificar la consistencia de los registros de frecuencia, según la metodología establecida en el Anexo 2.
- c) Para cada día en el que una Central o Grupo resulte con datos calificados como inconsistentes, la evaluación de cumplimiento del servicio de RPF se realizará con la frecuencia del SEIN registrada con el GPS del COES.

13.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

En caso el COES evidencie un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF tal que comprometa la estabilidad y seguridad del SEIN, solicitará al titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec que se encuentre incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación. Para ello, el COES remitirá a dicho titular un informe técnico de sustento con el análisis realizado y detalle de la metodología utilizada.

Se considera desempeño inadecuado de un Grupo, Central o Equipo RegFrec cuando su aporte de reserva para RPF presenta un comportamiento oscilatorio en fase con algún modo oscilatorio de la frecuencia del SEIN.

Detectado el desempeño inadecuado del Grupo, Central o Equipo RegFrec se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.
- b) El titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec tendrá un plazo de seis (06) meses calendario para responder la solicitud del COES mediante un informe en el cual se detalle los resultados de la modificación de parámetros y las pruebas que certifiquen la operación estable del Grupo, Central o Equipo RegFrec mediante simulaciones de sistema aislado u otras pruebas de verificación, de acuerdo con estándares internacionales IEEE, IEC u otros protocolos de pruebas que proponga el COES. Para la realización de estas pruebas, el Osinergrmin y el COES podrán participar en calidad de veedores.
- c) El COES, en un plazo de 10 días hábiles emitirá respuesta de conformidad o disconformidad con los resultados del estudio presentado por el titular del Grupo, e Central o Equipo RegFrec. En este segundo caso, dicho titular deberá subsanar las observaciones en el menor plazo posible.
- d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo, Central o los Grupos y Centrales que brinden el servicio de RPF mediante el Equipo RegFrec involucrado, tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un %RPNS=100 mientras que, el Equipos RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán hasta que el COES emita una carta expresando la conformidad del adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF.

14. Cargo por incumplimiento de los Grupos en Operación Comercial

En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 13 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento por Periodo Horario (p) y su correspondiente liquidación según lo siguiente:

- 14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

CargoINC_{g,p}

$$= INC_{g,p} \times \%RA \\ \times \text{Max} \left[t \times dp \times \sum_{n=1}^{N_{i_p}} ((CM_{g,n,p} - CV_{g,n,p}) \times P_{g,n,p}) , \text{COR}_p \times P_{\text{prom}_{g,p}} \right] \dots (2)$$

Dónde:

g : Grupo “g”.

p : Periodo Horario.

n : Intervalo de Mercado.

CargoINC_{g,p} : Cargo por incumplimiento del Grupo “g” en el Periodo Horario “p”.

INC_{g,p} : Nivel de incumplimiento del Grupo “g” en el Periodo Horario “p”.

% RA : Porcentaje de Reserva primaria asignada, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.

t : Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del presente procedimiento.

N_{i_p} : Número de Intervalo de Mercado “n” en el Periodo Horario “p”.

CM_{g,n,p} : Costo marginal de corto plazo en bornes del Grupo “g” para el Intervalo de Mercado “n” en S//MWh en el Periodo Horario “p”.

CV_{g,n,p} : Costo Variable; del Intervalo de Mercado “n” determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación” o procedimiento que lo reemplace, considerando la producción ejecutada de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica que haya operado durante mayor tiempo del cual forma parte el Grupo “g” en el Periodo Horario “p” determinado en S/. /MWh.

dp : Factor de conversión de S/. /MWh a S/. /MW.

$$dp = \frac{24}{\text{Número de Intervalos de Mercado de un día}}$$

P_{g,n,p} : Potencia en bornes (en MW) del Grupo “g” para el Intervalo de Mercado “n”, en el Periodo Horario “p”.

COR_p : Costo de Oportunidad correspondiente a cualquier Periodo Horario “p”, se determina como:

$$\frac{\text{COR}}{\text{Número de Periodos Horarios del día}} \text{ en (S/ / MW-Periodo)}$$

$P_{prom_{g,p}}$: Potencia promedio en bornes de generación del Grupo "g" en el Periodo Horario "p" (MW).

- 14.2 Los cargos por incumplimiento calculados con la fórmula anterior serán distribuidos entre los Grupos cuyo cumplimiento del servicio de RPF sea mayor al valor de FaC vigente utilizando las fórmulas (3) y (4).

$$Cumpli_{g,p} = (1 - \%RPNS_{g,p}) \times E_{g,p} \dots (3)$$

- Si: $Cumpli_{g,p} > FaC$, entonces:

$$Incent_{g,p} = CargoIncT_p \times \frac{Cumpli_{g,p} \times PE_{g,p}}{\sum_{URPF} Cumpli_{U,p} \times PE_{U,p}} \dots (4)$$

- Si: $Cumpli_{g,p} \leq FaC$, entonces:

$$Incent_{g,p} = 0$$

Dónde:

"g" o "U" : Grupo "g" o "U".

p : Periodo Horario.

$Cumpli_{g,p}$: Cumplimiento del servicio de RPF por parte del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".

$\%RPNS_{g,p}$: Porcentaje de la reserva primaria no suministrada por el Grupo del "g" en el Periodo Horario "p", determinado según el Anexo 3 del presente procedimiento.

$E_{g,p}$: Parámetro de existencia. Su valor será uno (1) en caso el Grupo "g" hubiese operado en algún momento dentro del Periodo Horario "p", de lo contrario su valor será igual a cero (0).

$Incent_{g,p}$: Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".

$CargoIncT_p$: Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante el Periodo Horario "p".

$PE_{g,p}, PE_{U,p}$: Producción de energía activa en el Periodo Horario "p" del Grupo "g" o "U".

U_{RPF} : Todos los Grupos con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el Periodo Horario "p" que cumplan con la condición de $Cumpli_{g,p} > FaC$.

FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de cumplimiento promedio de los últimos 12 meses de evaluación disponibles en el momento de su actualización.

- 14.3 El total de los Cargos por incumplimiento e Incentivos al cumplimiento del mes de evaluado serán incorporados en el Informe LSCIO del mes en mención.

15. Disposiciones Complementarias

Primera: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta será igual o inferior a $\pm 0,0833\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,050$ Hz).

Segunda: A la entrada en vigor del presente procedimiento, los Periodos Horarios (p) iniciales serán tres (03): Primero, comprendido entre las 00:00 y 08:00 horas; Segundo, comprendido entre las 08:00 y 18:00 h; y Tercero, comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas, adicionalmente los factores α_1 , α_2 y α_3 del numeral 1.3 del Anexo 3 tendrán un valor de 1. Dichos parámetros serán actualizados de acuerdo con el informe que refiere el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento. El primer informe del referido literal será publicado antes del 30 de noviembre del año 2026, la vigencia iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente de su publicación.

Tercera: El incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente procedimiento, deberá ser informado por el COES a Osinergrmin en el mes siguiente de identificado.

16. Disposiciones Transitorias

Primera: El presente procedimiento entrará en vigor el primer día calendario del sexto mes siguiente de su publicación, hasta dicha fecha será aplicable el PR-21 aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD, luego de lo cual quedará derogado.

Segunda: Durante los cuatro (04) primeros meses de vigencia del presente procedimiento, la determinación del Cargo por Incumplimiento considerará la variable de transición $t=0$, cumplido dicho plazo se considerará la variable de transición $t=1$.

Tercera: Para los casos de Grupo, Central o Equipo RegFrec cuyo servicio de RPF es evaluado con un modelo propio elaborado por el titular no basado en el modelo homologado aprobado por el COES, la vigencia de dicho modelo culminará a los 30 días del inicio de vigencia del presente procedimiento. En caso de que el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF involucrado no haya realizado la actualización del modelo propio conforme a lo establecido en el presente procedimiento, el correspondiente equipo pasará a ser evaluado con el Modelo Estándar hasta que el titular regularice con la presentación de su Modelo Propio.

Cuarta: Hasta el 31 de diciembre del 2028 el valor de COR será de 2,465.8 \$//MW-día y desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre del 2026 el valor del FaC será el determinado y publicado por el COES.

ANEXOS

Anexo	Descripción
1	Metodología para determinar la Reserva para la RPF
2	Metodología para la evaluación de consistencia de los registros de frecuencia
3	Evaluación del cumplimiento de la RPF
4	Cálculo del Costo de Oportunidad Unitario de Reserva Rotante para la regulación
5	Metodología para la evaluación y calificación del cumplimiento del Servicio de RPF de Grupos o Centrales con un Equipo RegFrec vinculado

Anexo 1**Metodología para determinar la Reserva para RPF****1. Criterios Generales**

- 1.1 Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del TAP de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RRPF para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 1.3 Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.
- 1.4 La magnitud de RRPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.5 En la metodología se considera inicialmente una RRPF asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de los Sistemas Aislados Temporales del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.
- 1.7 Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RRPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RRPF diferenciados para dichos periodos.

2. Metodología

- 2.1 Se calcula el costo de la Energía No Suministrada (ENS), asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.2 y 1.3, como se indica en los numerales 3 y 4 del presente anexo.
- 2.2 Se calculan los costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva, como se indica en el numeral 2.5 del presente anexo.
- 2.3 Incrementar la Reserva Rotante en un 1% e iniciar nuevamente en el numeral 2.1 anterior.
- 2.4 Determinar la Reserva Rotante que se asignará a la RPF como el punto donde se minimiza la suma de las siguientes tres (3) componentes:
 - a) Los costos operativos adicionales por mantener la Reserva Rotante destinada a la RPF;
 - b) El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;

c) El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.

- 2.5 Para cada nivel considerado en el numeral 2.3 del presente anexo, se hará simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la programación de mediano plazo y estimará el sobre costo, respecto de un escenario base sin reserva.
- 2.6 Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en él se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A1.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo con la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

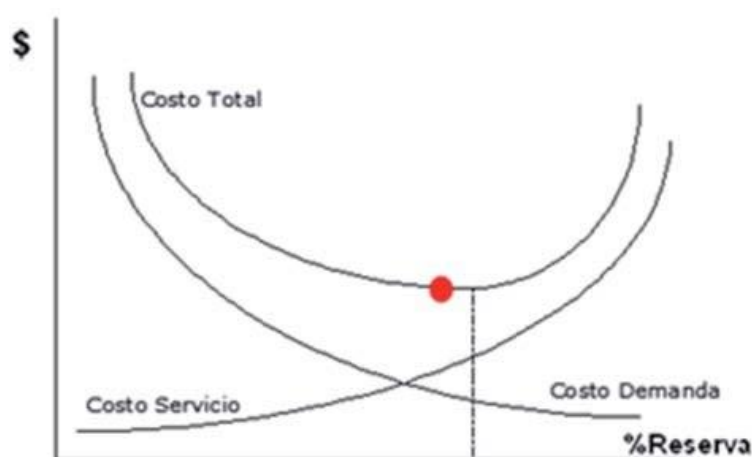


Figura A1.1. Costo versus Reserva del sistema

3. Costo de la energía no suministrada por pérdidas de generación

- 3.1 La demanda que es necesaria desconectar para cada Evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante desconexiones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de servicio de generación. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TAp de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo. Para estas simulaciones dinámicas se considerará como aporte de las centrales el porcentaje de reserva del caso evaluado. Asimismo, mediante estas simulaciones dinámicas se determinará el valor de estatismo que deberían tener los Grupos (%E), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:

- a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) previo;
 - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 3.3 Se debe considerar la información utilizada en el último estudio de Rechazo Automático de Carga.
- 3.4 Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de transmisión que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la información histórica de fallas de los equipos antes indicados para un periodo de los últimos treinta y seis (36) meses.
- 3.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecerse luego de cada Contingencia. Para esto, sobre la base de las estadísticas y la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, se estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 3.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de esta, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. Costo de la Energía No Suministrada (ENS) por variación de la demanda

- 4.1 Para determinar la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se identificarán las cargas de magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda y que toman completamente dicha carga en 1 minuto.
- 4.2 La demanda que sería necesaria rechazar/rationar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TAP de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.3 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de reserva se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor

corresponde a la diferencia entre el corte de carga realizado y el valor encontrado en el literal a) previo.

- c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor de estado cuasi estable definido el numeral 1.1 del presente anexo.

- 4.4 Considerar para estos análisis la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que para la frecuencia originan los Eventos en instalaciones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.
- 4.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada Evento. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 4.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

Anexo 2

Metodología para la evaluación de consistencia de los registros de frecuencia

La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los titulares de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec con Operación Comercial se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

- Para cada segundo del registro diario se calculará el error absoluto (Hz) entre la frecuencia del Grupo y la frecuencia del SEIN (registro de frecuencia de los GPS del COES).
- Se excluyen de la evaluación los periodos donde el Grupo no operó y a los periodos en los que los Grupos se encuentren en sistemas aislados temporalmente del SEIN.
- Sobre la base de la función de probabilidad acumulada, se determina el error que corresponde a una probabilidad acumulada del 90%. Si el error determinado es superior a 20 mHz, el registro de datos evaluado es considerado como dato inconsistente.

La Figura A2.1 muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.

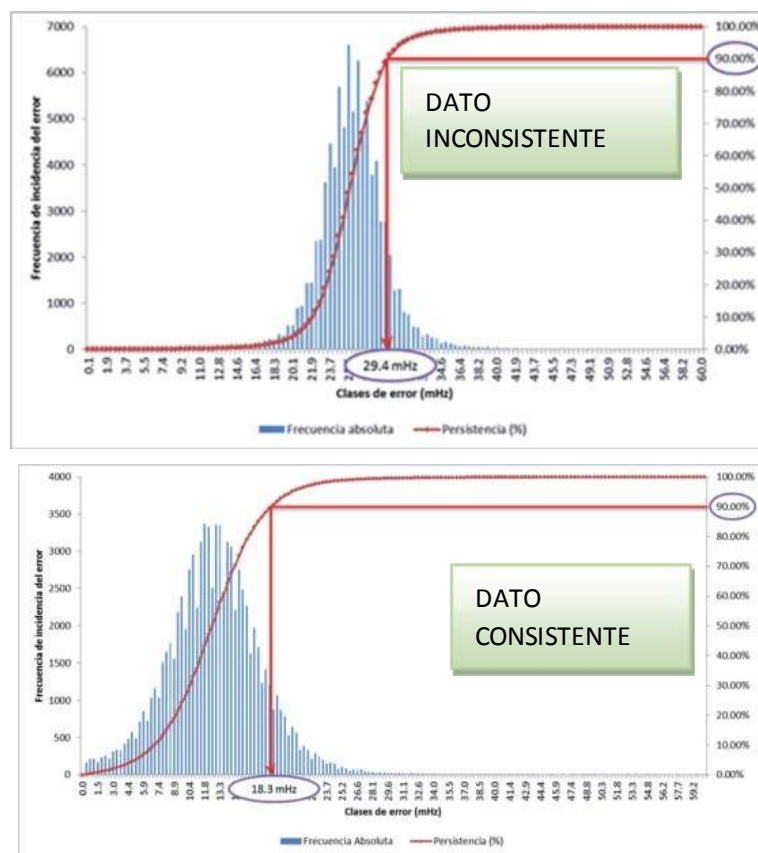


Figura A2.1. Representación gráfica de la consistencia de registros de frecuencia

Anexo 3

Evaluación del cumplimiento de la RPF

1. Evaluación de la Muestra

- 1.1 El COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\Delta f_{\max} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n$$

Donde

$\Delta f_{\max}$: Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estatismo con valor igual a 5%

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 8.1 del presente procedimiento

- 1.2 Tomando como referencia la frecuencia del SEIN registrada con un GPS del COES, se utilizarán los siguientes límites, para cada muestra recopilada en cada día, ver fórmulas (1) y (2).

$$f_{\max \rightarrow \text{gen}} = f_n + 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (1)$$

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} = f_n - 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (2)$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límites superior e inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de los Grupos.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- 1.3 La evaluación de la RPF se realizará en cada Periodo Horario, para lo cual se recopilará y evaluará medidas de la frecuencia a razón de 1 muestra/segundo durante todo el tiempo que abarque cada Periodo Horario, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Se excluye de la evaluación, el periodo en el cual un Grupo o Central se encuentre operando temporalmente en un Sistema Aislado Temporal donde el COES no tenga un GPS. En los sistemas aislados temporales, donde el COES tenga un GPS, esta será la referencia de tiempo y frecuencia para evaluar al Grupo o Central que se encuentra operando.
- b) Para aquellos Grupos que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada del Grupo no deberá variar en más del 5% de la potencia registrada al inicio del intervalo evaluado.

- c) Para aquellos Grupos o Centrales que se encuentren conectadas al AGC del COES brindando el servicio de RSF, el "base point" deberá mantenerse constante cada muestra a evaluar.
- d) Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación $[f_{\min} \rightarrow \text{gen } f_{\max} \rightarrow \text{gen}]$. De estos datos, por lo menos el $20\% \cdot a_2$ de los mismos deben de estar por encima de $(60 + \text{BM} - 0,01 \cdot a_1)$ Hz y otro $20\% \cdot a_2$ por debajo de $(60 - \text{BM} + 0,01 \cdot a_1)$ Hz. Donde a_1 y a_2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1.
- e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), b) o c), según corresponda, y d) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de $20\% \cdot a_2$ a $15\% \cdot a_3$ la restricción indicada en el literal d) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a_2 y a_3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria.
- f) Para el caso de Delegaciones y Vinculaciones se considerará lo siguiente:

Cuando los valores del C_d , $\%R_{\text{Equipo}}$, o la suma de estos sea menor a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará los filtros establecidos en el numeral 1.3 del Anexo 3 a la Delegante, Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará estos filtros a dicho equipo.

Cuando los valores de C_d , $\%R_{\text{Equipo}}$, o la suma de estos sea igual a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará solamente el filtro de potencia para la Delegante, y el filtro de potencia y frecuencia a las Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará los filtros de potencia y frecuencia a dicho equipo.

El intervalo de evaluación de las Encargada(s), su Delegante y de los Equipos RegFrec vinculados a un Grupo o Central Delegante deberá ser el mismo. En caso de que una Encargada cuente con un Equipo RegFrec, este también estará sujeto al mismo intervalo. Durante dicho intervalo, las Delegaciones y Vinculaciones deberán mantenerse constantes.

2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación del servicio de RPF, el COES utilizará por defecto el Modelo Propio conforme a lo establecido en el literal a) siguiente. En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec se

encuentre en proceso de presentar al COES o aprobar su Modelo Propio, durante ese periodo el COES realizará la evaluación empleando un Modelo Estándar definidas en el literal b) siguiente.

a) Modelo Propio

El Modelo Propio es una adaptación derivada del Modelo Homologado, excepto cuando el titular no disponga de este, que sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec. El Titular propietario de la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación.

La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial, mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.

Para que el COES apruebe el uso de este Modelo Propio, el Titular deberá presentar un informe sustentatorio que cumpla con los siguientes requisitos:

- i. Información utilizada para el desarrollo de las comparaciones indicadas en los numerales iii y iv.
- ii. Modelo de Planta del Grupo, Central y/o Modelo del Equipo RegFrec adaptado y compatible con la herramienta informática de evaluación de la RPF. El Modelo Propio deberá ser derivado (simplificado) del Modelo Homologado aprobado por el COES, excepto cuando el titular no disponga de este.
- iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo.

El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R^2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia. Los escenarios de evaluación corresponderán a 3 por cada modelo considerando para cada uno de ellos los filtros de frecuencia en un intervalo de 5 minutos que cumpla el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, y 2 intervalos de 4 minutos con valores del $20\% \cdot \alpha_2$ y $15\% \cdot \alpha_3$ según lo establecido en el literal e) del mismo numeral.

- iv. Comparación del Modelo Propio respecto al modelo homologado aprobado COES.

Deberá demostrar en un mínimo tres (03) pruebas, con diferentes escenarios de variación de frecuencia, una representación similar al modelo homologado aprobado COES. Los resultados obtenidos de dichas pruebas no deberán superar una diferencia relativa del 5% entre los valores de potencia de salida del modelo homologado aprobado COES y la del Modelo Propio. No aplica si no cuenta con modelo homologado.

- v. Indicaciones de uso del Modelo Propio

En caso de ser aprobado el uso del modelo propio, la evaluación del servicio de RPF se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo. El plazo para

emitir observaciones al Titular involucrado será hasta 20 días hábiles, posterior a la subsanación de observaciones, el COES tendrá un plazo máximo de 20 días hábiles para aprobar o denegar el Modelo Propio.

En caso se modifique el Modelo Homologado, y el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec utilice un Modelo Propio, este deberá actualizar dicho modelo o informar al COES que el mismo no requiere ajustes o modificaciones. Hasta que ello ocurra, se mantendrá la vigencia del último Modelo Propio utilizado.

b) Modelo Estándar

Según corresponda, el COES utilizará para la evaluación lo siguiente:

- El Modelo Estándar según lo establecido en el numeral 2.2 del presente Anexo para los Grupos o Centrales que realizan el servicio de RPF sin el uso de un Equipo RegFrec.
- El Modelo Estándar aplicable para los casos en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo RegFrec, el cual será definido por el COES en el Anexo 5.

2.1 Evaluación con el Modelo Propio.

A partir del modelo comunicado por el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec, el COES determinará la potencia de salida del Grupo, Central o Equipo RegFrec correspondiente a la frecuencia del intervalo de evaluación definido en el numeral 1 del presente Anexo.



Figura A3.1. Representación gráfica del Modelo Propio

Dónde:

- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, Equipo RegFrec o lo establecido en el literal c) del numeral 13.2 según corresponda.
- P' : Potencia del Grupo, Central o Equipo RegFrec determinada con el Modelo de Planta.
- X : Señal(es) adicional(es) "X" utilizada(s) en su Modelo Propio.
- P_{ref} : Potencia consigna del Grupo, Central o Equipo RegFrec.

Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **q1PK10kju**. No aplica a notificaciones electrónicas.

En caso de que, el Equipo RegFrec brinde simultáneamente el servicio de RPF Y RSF, este parámetro corresponderá a la potencia consigna del AGC (SetPoint) indicado en el literal a) del numeral 7.4 del presente procedimiento; si el Equipo se utiliza exclusivamente para la RPF, el SetPoint de este equipo tendrá valor cero (0).

2.2 Evaluación con el Modelo estándar

Para utilizar el Modelo estándar se determinan los parámetros con los que se ejerce el servicio a partir de la respuesta en potencia del Grupo, Central o Equipo RegFrec. Para el intervalo de evaluación identificado en el numeral 1 del presente anexo se procede de la siguiente manera:

Se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia con el modelo de primer orden descrito en la siguiente figura, asimismo se determina el estatismo de las unidades de generación de acuerdo con la fórmula (3).

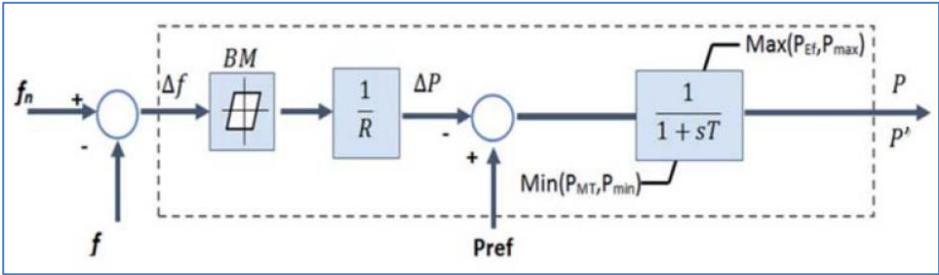


Figura A3.2: Representación gráfica del Modelo Estándar

%E = (P_Ef × R × 100) / f_n (3)

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, o lo establecido en el literal c) del numeral 13.2 según corresponda.
- P : Registro de potencia del Grupo o Central.
- P_Ef : Potencia Efectiva del Grupo o Central.-En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20.
- Max(P_Ef, P_max) : Valor máximo entre la Potencia Efectiva del Grupo y la potencia máxima registrada durante el intervalo de evaluación.
- Min(P_MT, P_min) : Valor mínimo entre la generación en mínimo técnico del Grupo y la potencia mínima registrada durante el intervalo de evaluación.

Parámetros estimados

- Pref : Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de evaluación del cumplimiento de las centrales que estuvieron brindando el

servicio de RSF, este parámetro será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint).

P'	:	Potencia del Grupo o Central determinada con el modelo estándar.
BM	:	Banda muerta del Grupo o Central evaluada, la cuál será acotada en base a lo declarado por el Titular.
%E	:	Estatismo del Grupo.
1/R	:	Ganancia en estado estacionario.
T	:	Constante de tiempo.

3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

Con el modelo definido en el numeral 2.1 o 2.2 precedentes, o el modelo estándar definido en el Anexo 5 en aplicación del literal b) del numeral 2 del presente Anexo, según el caso de cada Grupo o Central, se calcula el aporte de potencia en el Tiempo de Aporte para RPF TAp (ΔPo) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada.

f_min→%RA = f_n - Δf_max ... (4)

Dónde:

f_min→%RA : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada

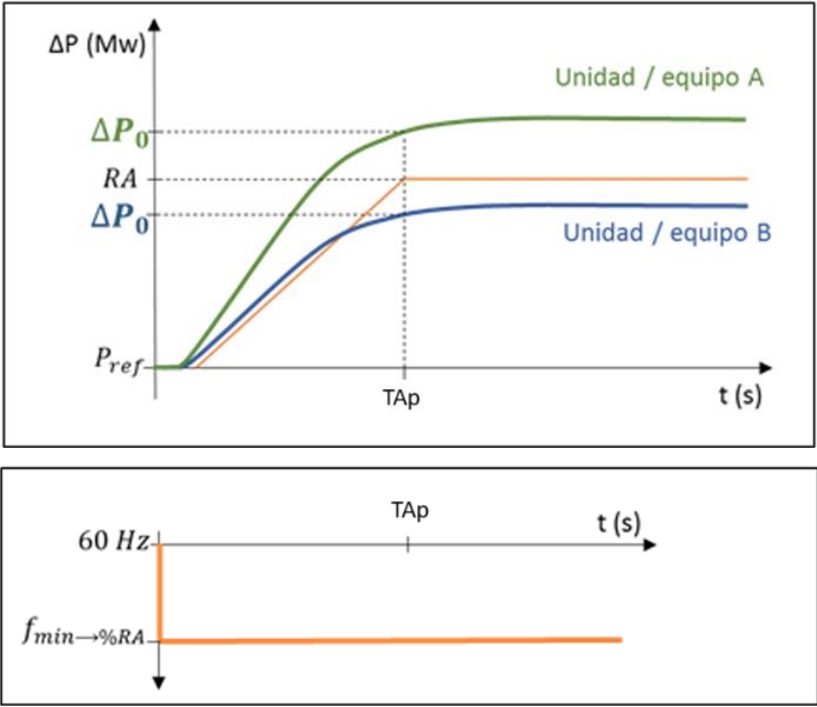


Figura A3.3: Evaluación del aporte de potencia para RPF

4. Calificación del cumplimiento

- a) Se evalúa el coeficiente R2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y la potencia de salida del modelo estimado en aplicación del numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.7, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0).
- b) Para la evaluación del cumplimiento, a cada Grupo o Central, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total (ΔPt) el cual se determina de la siguiente manera:

Para el caso de Delegantes y de Grupos que no delegan:

$$\Delta Pt_i = \Delta P_{0i} + \sum_{e=1}^T \Delta P_{e,i}$$

$$\Delta P_{e,i} = \Delta P_{0e} \times \frac{RE_i}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Para el caso de una Encargada:

$$\Delta Pt_e = \Delta P_{0e} \times \frac{RA_e}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Dónde:

- ΔPt : Aporte de potencia para RPF total, es el valor que se utilizará para la evaluación de la reserva primaria no suministrada.
- ΔP_0 : Aporte de potencia para RPF del Grupo o Central más el aporte de potencia de su Equipo RegFrec asociado, obtenidos de la simulación del escalón de frecuencia (numeral 3 del presente anexo).
- $\Delta P_{e,i}$: Aporte de potencia para RPF suministrada por la Encargada "e" a favor de la Delegante "i".
- RA : Reserva asignada, se presentan los siguientes casos para su determinación:

- i. En caso el Grupo o Central no se encuentre conectado al AGC:

$$RA = \%RA \times P_{ref}$$

- ii. En caso el Grupo o Central se encuentre conectado al AGC:

$$RA = \%RA \times SetPoint_{prom}$$

SetPoint_{prom}: SetPoint promedio correspondiente al intervalo evaluado

- RE : Reserva encargada, es la magnitud de reserva que una Delegante ha delegado a una Encargada, la magnitud podría ser el total o una fracción de la RA de la Delegante para lo cual el titular del Grupo y/o Central deberá informar la variable "Cd" cuyo valor estará entre 0 y 1: $RE = RA \times Cd$
- i : Grupo "i".
- e : Encargada "e".
- j : Delegante "j".
- T : Total de Encargadas del Grupo "i".
- J : Total de Delegantes de la Encargada "e".

- c) Los aportes de potencia para RPF suministrados por las Encargadas corresponderán al mismo periodo diario de evaluación de la Delegante, en caso de que la Encargada no se encuentre operando durante el periodo diario de evaluación de la Delegante, el aporte de la Encargada a favor de la Delegante será cero (0).
- d) Para el Grupo "g" se determina el porcentaje de reserva primaria no suministrada (%RPNS) mediante la siguiente fórmula:

$$\%RPNS_g = \max\left(1 - \frac{\Delta Pt_g \times 100}{RA_g}; 0\right) \times 100$$

- e) Se determina el nivel de incumplimiento de los intervalos evaluados del día, en función del %RPNS determinado en el literal d) anterior, utilizando la siguiente expresión:

$$INC = \text{Max}\left[0,434 \times \text{Ln}\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right]$$

- f) En caso de no encontrarse un periodo evaluable durante el día de evaluación, se considerará incumplimiento igual a cero (0).
- g) En caso de que el Grupo o Central acumule veintidós (22) o más días con datos calificados como inconsistentes dentro de una ventana móvil de 31 días, incluyendo el día de la evaluación, y presente inconsistencias en el día de la evaluación, se considerará automáticamente un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100.
- h) El incumplimiento del Periodo Horario de un Grupo será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de los Grupos del servicio de RPF.
5. Para el caso en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo RegFrec, en el caso de los numerales 2, 3 y 4 del presente Anexo, se considerará lo indicado en el Anexo 5, según lo establecido en el literal b) del numeral 13.1 del presente procedimiento."
6. Para el presente Anexo, el %RA será considerado como el porcentaje de Reserva primaria asignado, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.

Anexo 4

Cálculo del Costo de Oportunidad Unitario de reserva rotante para la regulación

1. Premisas

El COR será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un Equipo RegFrec, utilizado específicamente para la RPF (EqRPF), basado en un sistema de almacenamiento de energía y se expresará en \$/. /MW-día.

2. Metodología de cálculo

- 2.1 Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un EqRPF considerando una vida útil correspondiente con la tecnología seleccionada para el Equipo RegFrec en el año en que se actualice el COR y la tasa actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

$$M = \frac{INV \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times FOyM \dots \dots (1)$$

Dónde:

INV : Costo unitario de inversión de un EqRPF. Este costo está expresado en Soles por MW de reserva a subir y a bajar, incluye los equipamientos necesarios para su instalación y conexión al SEIN, así como los terrenos y obras civiles asociadas.

i : Tasa de actualización mensual determinada a partir de la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).

n : Vida útil del EqRPF correspondiente con la tecnología seleccionada para el EqRPF en el año en que se actualice el COR.

FOyM : Factor que representa el porcentaje de los costos de operación y mantenimiento sobre el costo de la inversión. Este factor tendrá un valor de 1,03.

- 2.2 El COR se establecerá como un cargo diario afectada por un factor K_d , según la fórmula (2).

$$COR = K_d \times \frac{M}{30} \dots \dots (2)$$

Dónde:

K_d : Factor de disuasión. Este factor tendrá un valor de 1.5.

3. Actualización del costo

El COES actualizará el valor del COR, cada cuatro (04) años. Para este efecto, actualizará el costo unitario de inversión INV y, de ser necesario, los parámetros de cálculo FOyM y K_d

Anexo 5

Metodología para la evaluación y calificación del cumplimiento del servicio de RPF de Grupos o Centrales con un Equipo RegFrec vinculado

1. Criterios para la prestación de servicio de RPF

- 1.1 El Modelo estándar del presente Anexo, así como los criterios y metodología descritas son de aplicación para los diferentes tipos de tecnologías de Equipos RegFrec.
- 1.2 El Equipo RegFrec puede brindar el servicio del Grupo o Central de manera parcial o total. En caso lo realice de manera parcial, el Generador podrá completar el servicio a través del mismo Grupo o Central y/o Encargadas.
- 1.3 El Modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec del presente Anexo corresponde al modelo literal b) numeral 2 del Anexo 3 del PR-21.
- 1.4 Para la evaluación del servicio de RPF con el Modelo estándar, el titular de un Grupo o Central deberá adoptar una de las siguientes opciones: a) o b), para ello debe comunicar su decisión al COES a través de los medios y forma establecidos por esta entidad. El COES implementará la solicitud en un plazo de tres (3) días hábiles de recibida la comunicación.
 - a) Modelo Individual: Modelo que representa únicamente al Equipo RegFrec.
 - b) Modelo Conjunto: Modelo que representa de forma conjunta al Grupo o Central más el Equipo RegFrec.

En caso el titular elija el Modelo Individual, este deberá definir la magnitud que asumirá el Equipo RegFrec y definir en el PDO, según lo indicado en el numeral 10.7, el porcentaje $\% R_{\text{Equipo}}$ el cual es el porcentaje de participación del Equipo RegFrec en RPF sobre la reserva (RA) de su Grupo o Central vinculado, donde RA es la Reserva asignada conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21).

2. Evaluación con el modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec

El modelo aplicable para la evaluación del servicio de RPF que incluye un Equipo RegFrec en la prestación del servicio, según lo establecido en el literal b) del numeral 2 del Anexo 3, corresponde al descrito en esta sección.

Para la evaluación con el Modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec, se procede de la siguiente manera:

- 2.1 Considerando la opción elegida por el titular, señalada en el numeral 1.4 del presente Anexo y el intervalo de evaluación, se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia para uno de los siguientes modelos, según sea el caso:
 - a) Modelo Individual:

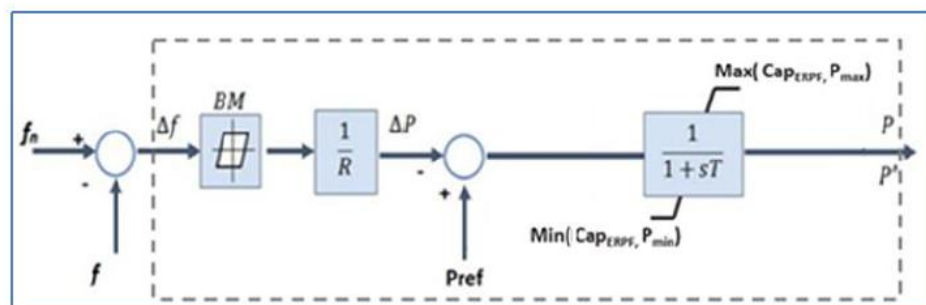


Figura A5.2: Modelo Individual del Equipo RegFrec.

b) Modelo Conjunto:

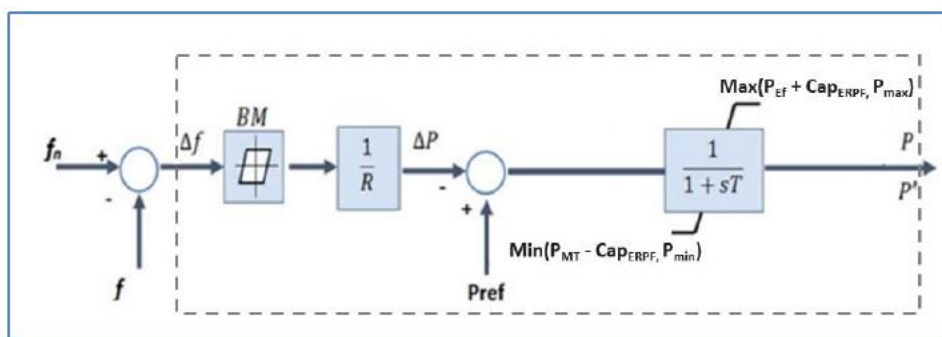


Figura A5.3: Modelo conjunto del Grupo o Central y el Equipo RegFrec.

2.2 Asimismo, el estatismo de los Grupos o Central se determina de acuerdo con la fórmula (1).

$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \quad \dots (1)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registros de frecuencia correspondientes al intervalo de evaluación, según lo establecido en el literal b) numeral 7.2 o literal a) del numeral 7.4 del PR-21 o la frecuencia según lo establecido en el literal c) del numeral 13.2 del PR-21 en caso corresponda.
- P : Registros de potencia correspondiente al intervalo de evaluación, según lo establecido en el literal b) numeral 7.2 o literal a) del PR-21.
- Cap_{ERPF} : Capacidad instalada del Equipo RegFrec.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central. En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20.
- P_{MT} : Potencia Mínima del Grupo o Central según su ficha técnica.
- P_{max} : Valor de potencia máxima de P .
- P_{min} : Valor de potencia mínima de P .

Datos de Salida

Modelo Individual: Potencia de referencia estimada dentro de un rango acotado de $\pm 5\%$ de la capacidad del Equipo RegFrec.

Pref : Modelo Conjunto: Potencia de referencia estimada. En caso un Grupo o Central este brindando el servicio de RSF, el Pref será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint)

P' : Potencia determinada con el Modelo Individual o Conjunto.

BM : Banda muerta estimada dentro de un rango acotado alrededor del valor declarado por el titular.

% E : Estatismo estimado.

1/R : Ganancia en estado estacionario estimada.

T : Constante de tiempo estimada.

3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

3.1 Secuencia para determinar el aporte de potencia:

- Se utiliza uno de los modelos indicado en el numeral 2, según la elección del titular, con sus respectivos parámetros.
- Se determina un escalón de variación de frecuencia tal que agote la reserva primaria asignada, este escalón se calcula según la formula (4) del anexo 3 del PR-21.
- Se simula la respuesta del modelo frente a un escalón de variación de frecuencia y se calcula el aporte de potencia en el Tiempo de Aporte para RPF (ΔP_0), según alguno de los casos del numeral 3.2 que corresponda con el modelo elegido por el titular. Cabe señalar que, el ΔP_0 corresponde a la variable indicada en el numeral 3 del anexo 3 del PR-21.

3.2 Cálculo del aporte de potencia

Para cada opción indicada en el numeral 1.4, el aporte de potencia se calcula de la siguiente manera:

a) Aporte de potencia con el Modelo Individual

Utilizando el Modelo Individual se determina el aporte de potencia del Equipo RegFrec (ΔP_{ERPF}) y, de manera complementaria, con el modelo² que representa solo el Grupo o Central, se determina el aporte de potencia ($\Delta P_{\text{Grupo/Central}}$) según el PR-21.

El ΔP_0 se calcula como la suma del aporte de potencia para RPF del Grupo o Central más el aporte de potencia de su Equipo RegFrec, según la siguiente fórmula:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{\text{ERPF}} + \Delta P_{\text{Grupo/Central}}$$

b) Aporte de potencia con el Modelo Conjunto

El aporte de potencia del Modelo Conjunto representa el total de los aportes de potencia del Equipo RegFrec y del Grupo o Central. En este caso, el ΔP_0 es el aporte de potencia del Modelo Conjunto ($\Delta P_{\text{Grupo/Central+ERPF}}$).

$$\Delta P_0 = \Delta P_{\text{Grupo/Central+ERPF}}$$

4. Calificación del cumplimiento

La calificación del cumplimiento del servicio de RPF para el Grupo o Central, dentro del alcance del presente Anexo, se realiza siguiendo lo establecido en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21 y considerando los siguientes criterios para los literales a) y b) del citado numeral.

4.1 El literal a) debe considerar el siguiente criterio:

Se evalúa el coeficiente R2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y Equipo RegFrec y la potencia de salida del modelo estimado del presente Anexo. Para coeficientes menores a 0.7, se considera que el ΔP_{ERPF} , $\Delta P_{\text{Grupo/Central}}$ o $\Delta P_{\text{Grupo/Central+ERPF}}$ según corresponda, será igual a cero (0).

4.2 El literal b) debe considerar los siguientes criterios:

El ΔP_0 determinado en el numeral 3.2 es aplicable a las fórmulas establecidas en numeral 4 del Anexo 3 del PR-21.

Asimismo, cuando la evaluación del servicio de RPF se realiza según el Modelo Individual y el valor de % R_{Equipo} del numeral 1.4 es 100 %, se considera que la variable Pref es igual al promedio de los registros de potencia del Grupo o Central.